

А.В. ОВЧАРЕНКО

**ПОИСКИ
И РАЗВЕДКА
ЗАЛЕЖЕЙ
НЕФТИ
И ГАЗА**

**В КАРБОНАТНЫХ
КОМПЛЕКСАХ
ДРЕВНИХ
ПЛАТФОРМ**

А.В.ОВЧАРЕНКО

**ПОИСКИ
И РАЗВЕДКА
ЗАЛЕЖЕЙ
НЕФТИ
И ГАЗА
В КАРБОНАТНЫХ
КОМПЛЕКСАХ
ДРЕВНИХ
ПЛАТФОРМ**

- 2844 Г -



МОСКВА «НЕДРА» 1985

Овчаренко А. В. Поиски и разведка залежей нефти и газа в карбонатных комплексах древних платформ. — М.: Недра, 1985. — 192 с.

Обосновано выделение карбонатных комплексов, включающих нефтегазоматеринские толщи, пласты-коллекторы и литологические экраны. Приведены результаты их изучения в отдельных бассейнах. Сформулированы закономерности размещения нефти и газа в карбонатных разрезах и на их основе выделены нефтегазоносные и перспективные комплексы в разрезе Сибирской платформы. Конкретные методические приемы направлены на повышение эффективности геологоразведочных работ.

Для специалистов, занимающихся поисками и разведкой нефтяных и газовых месторождений.

Табл. 9, ил. 45, список лит. — 35 назв.

Рецензент: д-р геол.-минер. наук Г. Х. Дикенштейн (ВНИГНИ)

Анатолий Васильевич Овчаренко

**Поиски и разведки залежей нефти и газа
в карбонатных комплексах древних платформ**

Редактор издательства Н. К. Алферова
Обложка художника В. Б. Строганова
Художественный редактор В. В. Шутько
Технический редактор Л. Н. Шиманова
Корректор И. П. Розанова
ИБ № 5767

Сдано в набор 17.08.84. Подписано в печать 17.01.85. Т-04528
Формат 60×90^{1/16}. Бумага тип. № 3, Гарнитур «Литературная».
Печать высокая Усл. печ. л. 12,0. Усл. кр.-отт. 12,25 Уч.-изд. л. 14,17.
Тираж 2400 экз. Заказ 1715/28-7 Цена 70 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19
Московская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли:
109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.

1904050000—132 90—85
043(01)—85

© Издательство «Недра», 1985

В соответствии с решениями декабрьского (1983 г.) Пленума ЦК КПСС к числу важнейших народнохозяйственных задач отнесена задача реализации Энергетической программы СССР. Принципиальные положения этого документа отражены в плановых показателях 1985 г., согласно которым добыча нефти и газового конденсата составит 628 млн. т, а добыча газа запланирована в объеме свыше 632 млрд. м³.

Одним из важнейших резервов для выполнения заданий по добыче нефти и газа являются карбонатные породы, с которыми связаны до 40 % мировых запасов нефти и более половины гигантских и крупнейших месторождений нефти и газа.

В бассейне Персидского залива в верхнеюрских известняках месторождения Гхавар заключено более 10 млрд. т нефти. В Пермском бассейне (США) в карбонатных породах пенсильвания-перми открыто гигантское нефтегазоносное месторождение Панхендл-Хьюгтон, запасы которого составляют 2 трлн. м³ газа и 200 млн. т нефти. В верхнедевонских рифогенных образованиях в пределах региона Великих Равнин на территории Канады разведаны крупнейшие нефтяные месторождения Суонс-Хилс, Редуотер и ряд других.

Большой мощностью и значительной прогнозной оценкой нефтегазоносности характеризуется карбонатный разрез Восточно-Европейской платформы, в основных нефтегазоносных провинциях которой (Волго-Уральской, Тимано-Печорской), несмотря на слабую изученность его отдельных частей, установлена промышленная нефтегазоносность карбонатных отложений на Оренбургском, Вуктылском, Усинском и других месторождениях.

Особо следует упомянуть газоконденсатные залежи, открытые в карбонатных отложениях каменноугольно-нижнепермского возраста в пределах крупнейших геоструктурных элементов Прикаспийской нефтегазоносной провинции: Астраханского и Жаркамышского сводов, Карачаганакско-Кобландинской и Каратон-Прорвинской зон поднятий. Расположенные здесь Астраханское и Тенгизское месторождения характеризуются высокими этажами продуктивности природных резервуаров, специфическим фазовым составом флюидальных систем с большим содержанием конденсата, а также повышенной концентрацией кислых компонентов и прежде всего сероводорода.

В значительно меньшей степени изучена продуктивность карбонатного разреза Сибирской платформы, хотя доля его в суммарной мощности осадочных образований достигает 80 %.

Низкая реализация прогнозной оценки нефтегазоносности карбонатных отложений Восточно-Европейской и особенно Сибирской платформ объясняется недостаточной изученностью условий формирования и размещения залежей нефти и газа в таких породах и слабой разработанностью методики их поисков и разведки. Не-

смотря на принципиальные различия структурных особенностей терригенных и карбонатных пород, методика изучения нефтегазоносности последних существенно не отличается от методики, разработанной для терригенных разрезов, что в итоге задерживает освещение продуктивности вскрытых карбонатных толщ.

Учитывая большую роль карбонатных пород как коллекторских толщ, автор поставил своей целью посредством изучения нефтегазоносности достаточно полно освещенных карбонатных разрезов Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций Восточно-Европейской платформы с привлечением аналогичных материалов по Африкано-Аравийской и Северо-Американской платформам установить наиболее характерные закономерности размещения в них залежей нефти и газа. А затем на основе полученных материалов оценить перспективы менее изученных карбонатных разрезов Восточно-Европейской платформы, а также дать научное обоснование выделения первоочередных объектов для поисков нефти и газа в аналогичных, но слабо изученных отложениях Сибирской платформы.

Отсутствие общепризнанной методики поисков и разведки залежей нефти и газа в карбонатных отложениях, учитывающей специфику размещения залежей в карбонатных нефтегазоносных комплексах, обусловило необходимость внесения существенных дополнений в эти вопросы на основе разработанной автором классификации залежей нефти и газа. Работа такого направления для карбонатных разрезов древних платформ выполнена впервые и должна способствовать научно обоснованным поискам новых нефтегазоносных районов и месторождений.

1. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КАРБОНАТНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ИХ ВЫДЕЛЕНИЯ

Исторический процесс развития Земли совершается с периодически изменяющейся, ритмической последовательностью. На периодичность геологических процессов указывали еще А. П. Карпинский, Э. Ог, А. Грабау, С. Н. Бубнов и другие исследователи, которые объясняли ее направленными во времени прерывисто-непрерывными изменениями, происходящими в недрах Земли.

В процессе литогенеза, совершающегося с циклической последовательностью, происходят накопление и преобразование органического вещества (ОВ), образование коллекторских толщ-резервуаров и контролирующих их региональных экранов. В совокупности перечисленные элементы составляют нефтегазоносные комплексы, которые рассматриваются в качестве автономных геологических систем, соответствующих определенным тектоническим циклам, циклам осадконакопления и нефтегазообразования.

Особое место в осадочном чехле занимают нефтегазоносные карбонатные комплексы (НГКК), в которых аккумулярующая углеводороды (УВ) толща сложена карбонатными породами. Такие комплексы обычно залегают между двумя литологическими экранами. Подстилающие экраны контролируют более древние отложения и способствуют гидродинамической изоляции соседних комплексов. В том случае, если нижние экраны сложены глинистыми образованиями или близкими к ним по литологическим свойствам породами, они могут питать УВ вышележащие НГКК и играть, таким образом, роль дополнительных генерирующих толщ. Такие функции выполняют, например, визейские глинисто-аргиллитовые образования Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, которые одновременно с экранированием нижележащего верхнедевонско-турнейского НГКК являются нефтематеринскими породами для собственно визейской терригенной толщи и вышележащих визейско-башкирских карбонатных образований. Верхним экранам принадлежит определяющая роль в формировании НГКК.

Карбонатные комплексы по своим масштабам чаще всего относятся к региональным ассоциациям, в большинстве случаев они распространены на значительных территориях, что соответствует площади развития контролирующих их литологических экранов. По этому признаку НГКК разделяются на региональные и зональные (рис. 1).

К региональным относятся те комплексы, которые синхронны наиболее крупным тектоническим циклам развития осадочного чехла и экранируются мощными толщами эвапоритовых или глинистых пород, развитыми в пределах нескольких или отдельных нефтегазоносных провинций, бассейнов. Из комплексов, пользующихся широким распространением на территории несколь-

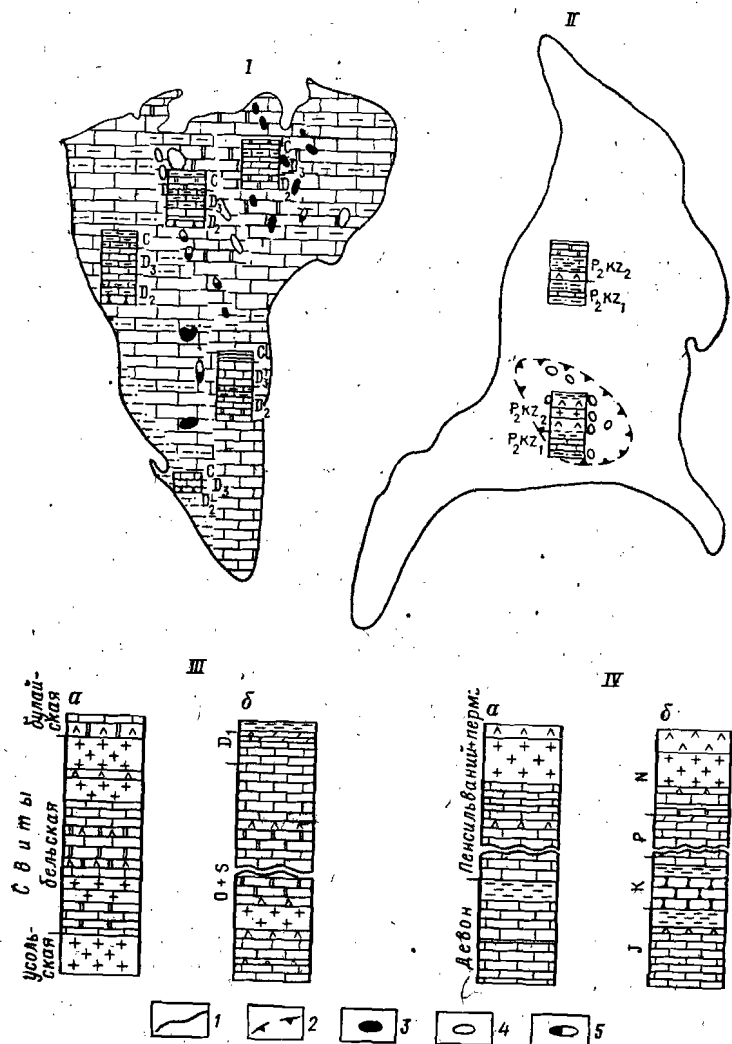


Рис. 1. Основные типы перспективных и нефтегазоносных карбонатных комплексов:

I — региональный (девонско-турнейский, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция), II — зональный (верхнепермский, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция), III — автономные (а — бельский, Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция, б — ордовикско-нижнедевонский, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция), IV — транзитные (а — пенсильванско-пермский, Северо-Американская платформа, б — палеогеновый, нефтегазоносный бассейн Персидского залива);
 1 — границы нефтегазоносных провинций; 2 — контуры распространения НГКК; месторождения: 3 — нефтяные, 4 — газовые, 5 — нефтегазовые.
 Условные обозначения для литологических колонок см. рис. 2.

ких регионов, следует упомянуть пенсильванско-пермский НГКК, который развит в Пермском, Западном Внутреннем и некоторых других нефтегазоносных бассейнах Северо-Американской платформы. Комплекс сложен мощной (до 3000 м) толщей карбонат-

ных пород, которые экранируются эвапоритами Очоа, залегающими непосредственно в кровельной части пермских отложений. В Западном Внутреннем бассейне пенсильванско-пермский НГКК экранируется одновозрастными эвапоритами Очоа солями, свиты Хатчисон.

К региональным следует отнести также верхнедевонско-турнейский НГКК, выделенный в нижней части палеозойских отложений на территории Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. Здесь мощная карбонатная толща, сложенная известняками и доломитами верхнефранского подъяруса, фаменского и турнейского ярусов, экранируется визейскими глинистыми образованиями.

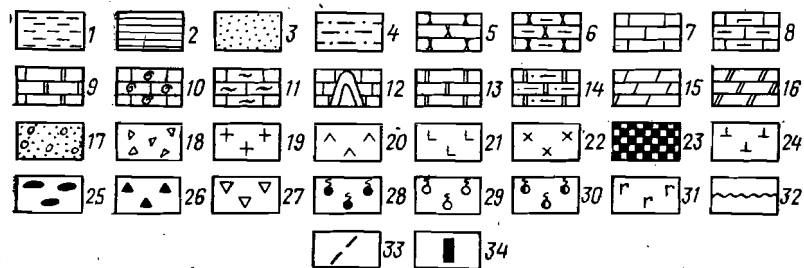
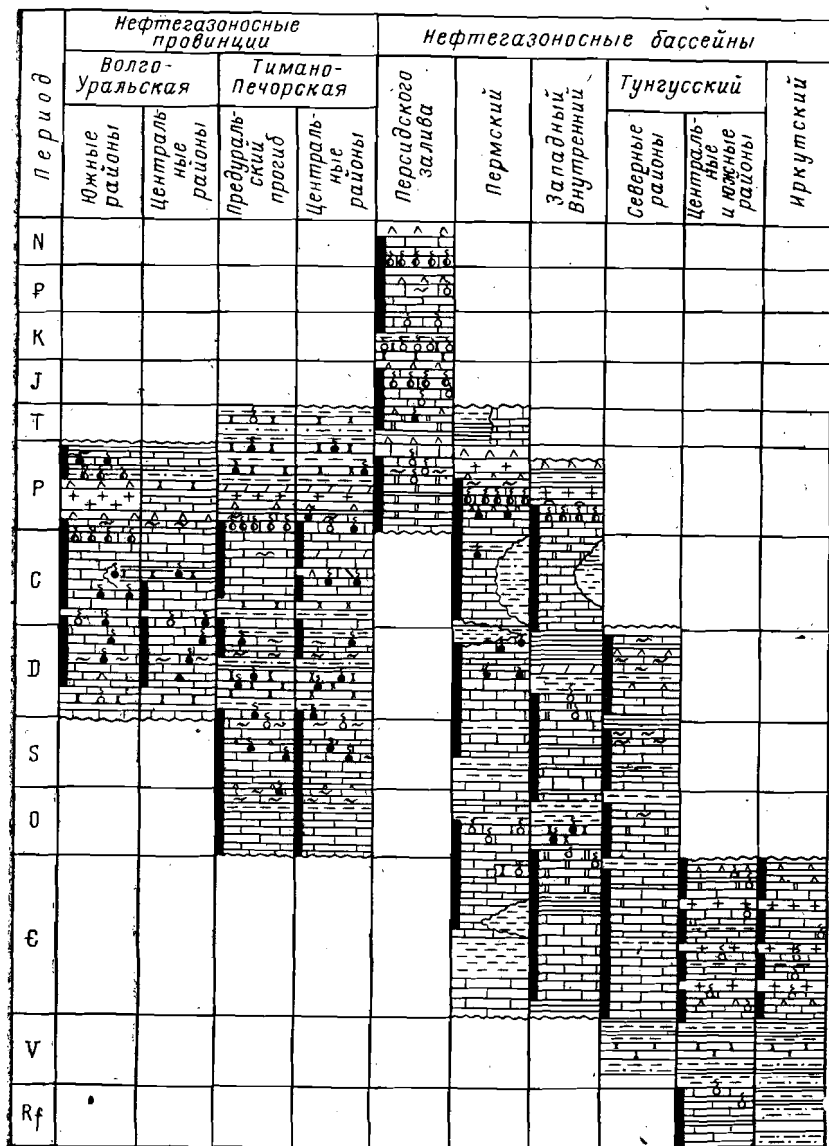
Мотско-усольский региональный НГКК образуют вендско-нижнекембрийские карбонатные отложения, широко распространенные на территории Иркутского и Тунгусского нефтегазоносных бассейнов и экранируемые эвапоритами усольской свиты.

Мощный региональный комплекс слагают верхнемеловые-миоценовые карбонатные отложения осадочного бассейна Персидского залива. На большей части бассейна они экранируются галогенными породами свиты Нижний Фарс и содержат основные разведанные ресурсы УВ.

В отличие от региональных зональные НГКК прослеживаются только в отдельных районах нефтегазоносных провинций, на остальной территории возможно исчезновение комплексов в связи с фациальным замещением экранирующих толщ менее пластичными породами или из-за выклинивания пластов-коллекторов. Характерен в этом отношении окский НГКК, содержащий несколько нефтеносных горизонтов в центральной части Бузукской впадины, где известняки окского надгоризонта экранируются глинами покровской пачки. На остальной территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции нефтеносность окских известняков не имеет широкого распространения в связи с фациальным замещением покровских глин карбонатными породами, не обладающими достаточно высокими экранирующими свойствами.

К зональным относится рифейский карбонатный комплекс Тунгусского нефтегазоносного бассейна, промышленная нефтегазоносность которого установлена только в пределах Камовского свода. Здесь рифейские образования сложены карбонатными породами, в которых выделяется несколько гидродинамически разобщенных пластов-коллекторов. На остальной территории бассейна осадочный разрез рифея представлен малопроницаемыми терригенными породами, в которых пористые разности отсутствуют.

Пространственное положение в карбонатном разрезе зональных комплексов определяется уровнем внутриформационных литологических экранов. Последние (судя по покровской пачке) могут быть встречены не только в достаточно изученных верхних частях карбонатных массивов, но и ниже по разрезу. В качестве примера можно указать на уже упоминавшийся окский НГКК Бузулукской впадины. В этом регионе длительное время основные объемы глу-



боклого бурения: были задолжены на изучение нефтегазоносности верейских и визейских терригенных отложений, а также карбонатных пород башкирского и турнейского ярусов. Из-за этого средняя часть визейско-башкирского карбонатного разреза была изучена значительно слабее, что явилось основной причиной установления промышленной нефтеносности окских карбонатных отложений только в 70-х годах, когда поисково-разведочные работы в Бузулукской впадине, по существу, были завершены. Следовательно, зональные НГКК могут рассматриваться в качестве одного из ближайших резервов дальнейшего наращивания разведанных запасов нефти и газа, и в первую очередь в «старых» нефтегазодобывающих районах, где уже достаточно полно изучена продуктивность региональных комплексов.

Нефтегазоносные карбонатные комплексы образуют автономные геологические системы, включающие нефтегазоматеринские породы, пласты-коллекторы и контролирующие их литологические экраны. Благодаря общим закономерностям развития процессов осадконакопления формирование осадочного чехла происходит синхронно соответствующим тектоническим циклам [13]. Так, в пределах Восточно-Европейской платформы средневерхнедевонский цикл начинается накоплением терригенной, а завершается формированием карбонатной формации. В такой же последовательности накапливались осадки в нижнекаменноугольный цикл: формированию карбонатных пород верхнего визе предшествовало накопление терригенных формаций малиновского и яснополянского надгоризонтов. Среднекаменноугольный цикл в основании представлен терригенными породами верейского горизонта, которые вверх по разрезу замещаются карбонатной формацией. Верхнекаменноугольно-нижнепермский цикл начинается образованием мощной карбонатной толщи, а заканчивается эвапоритовой формацией. Последняя, как это показывает сравнительная характеристика НГКК древних платформ (рис. 2), завершает, по существу, формирование перспективного в нефтегазоносном отношении карбонатного разреза. Такое имеющее планетарный характер благоприятное сочетание карбонатных и эвапоритовых формаций во время пермского цикла осадконакопления явилось одной из основных предпосылок для формирования в различных геоструктурных условиях более молодых НГКК. Известные крупнейшие газовые месторождения древних платформ мира сформированы в экраняруемых нижнепермскими соленосными толщами карбонатных резервуарах.

Рис. 2. Карбонатные нефтегазоносные комплексы древних платформ: Условные обозначения к рис. 2, 4—9, 12, 15—20, 23, 24, 27—30, 32—35, 37, 39, 40, 43, 44: 1 — глины; 2 — аргиллиты; 3 — пески; 4 — алевролиты; 5 — песчаники; 6 — песчаники глинистые; известняки; 7 — чистые, 8 — глинистые, 9 — доломитизированные, 10 — органогенные, 11 — рифогенные; 12 — рифогенные карбонатные отложения; 13 — доломит; 14 — доломит алевролитистый; 15 — мергель; 16 — мергель доломитизированный; 17 — конгломерат; 18 — брекчия; 19 — каменная соль; 20 — ангидриты; 21 — гипсы; 22 — граниты; 23 — роговики; 24 — трапповые интрузии; 25 — углистые включения; 26 — битуминозность; 27 — окремнение; 28 — нефтенасыщенность; 29 — газонасыщенность; 30 — нефтегазонасыщенность; 31 — трещиноватость; 32 — размыты, несогласное залегание; 33 — тектонические нарушения; 34 — НГКК

Нижнепермская соленосная толща одновременно, с экранированием нижележащих каменноугольно-пермских карбонатов обеспечила надежную герметизацию практически всего перспективного в нефтегазоносном отношении осадочного разреза. В связи с герметизирующим действием эвапоритовых отложений и большой подвижностью газообразных компонентов в экранируемой нижнепермскими солями карбонатной толще образуются преимущественно залежи газа. Своим формированием они обязаны как сингенетичным УВ, так и тем газообразным флюидам, которые образовались в более древних зонах генерации и мигрировали вверх по разрезу, пройдя через глинистые экраны московского, визейского ярусов и среднего девона. Таким образом, газообразные УВ каменноугольно-нижнепермского НГКК следует рассматривать как результат преобразования ОВ нескольких разновозрастных зон генерации. Вместе с тем жидкие УВ, которые по проникающей способности значительно уступают газообразным компонентам, удерживаются глинистыми экранами каменноугольного и девонского возраста, и поэтому их роль в формировании более молодых НГКК невелика.

В связи с ярко выраженной способностью эвапоритовых литологических экранов удерживать газообразные УВ наличие соленосных флюидоупоров в осадочном разрезе может рассматриваться как диагностический признак газоносности контролируемых этими экранами карбонатных резервуаров.

Важной характеристикой карбонатных комплексов является мощность слагающих их пород, изменяющаяся от нескольких десятков до тысяч метров. Так, например, мощность палеогенового НГКК в центральной, наиболее погруженной части Месопотамского прогиба (бассейн Персидского залива) достигает 4000 м. В этот комплекс помимо палеоценовых и олигоценых отложений вовлечены также образующие с перечисленными единую гидродинамическую систему карбонатные породы верхнего мела и нижнего миоцена. В отложениях палеогенового НГКК заключено около 26,5% разведанных в бассейне запасов нефти и почти 75% запасов газа.

Каменноугольно-нижнепермский НГКК Восточно-Европейской платформы в пределах Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций достигает мощности до 3000 м. Этим в значительной мере объясняется аномально высокое пластовое давление в газоконденсатных залежах Вуктылского, Оренбургского, Карачаганакского и других месторождений.

Известны продуктивные карбонатные комплексы и небольшой мощности. Максимальная мощность верхнепермского комплекса Бузулукской впадины (Волго-Уральская провинция), содержащего менее 1% разведанных запасов УВ региона, не превышает 80 м. Аналогичные примеры по другим комплексам с установленной нефтегазоносностью подтверждают общую закономерность преимущественной приуроченности к мощным комплексам значительных разведанных или прогнозных ресурсов УВ.

Большое значение для распределения и объема сформировавшихся залежей в НГКК имеют литологический облик и нефтегазоматеринский потенциал нижележащих отложений. В том случае, если НГКК подстилается терригенными породами, являющимися одновременно экраном для нижележащих отложений, значительная часть генерируемых в терригенных породах УВ в результате эмиграции из нефтегазоматеринских отложений перемещается в карбонатные породы и играет немаловажную роль в формировании в последних залежей нефти и газа. Так, в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции визейско-башкирский НГКК подстилается мощной толщей терригенных пород визейского яруса, которые, с одной стороны, образуют самостоятельный терригенный нефтеносный комплекс с залежами нефти в песчаниках бобриковского и тульского горизонтов, а с другой — являются региональным экраном (глины нижней части яруса, малиновский надгоризонт) для нижележащего верхнедевонско-турнейского НГКК. Вместе с тем визейские глинистые образования, которые, по данным исследователей, богаты ОВ и относятся к нефтематеринским, питают УВ вместе с собственными песчаниками и залегающий выше по разрезу визейско-башкирский НГКК.

Следовательно, ограничение карбонатных комплексов в основании терригенными нефтематеринскими толщами благоприятно для аккумуляции в таких комплексах скоплений нефти и газа, которые образуются как за счет УВ, продуцированных непосредственно карбонатными породами, так и УВ, эмигрировавших из нижележащих терригенных отложений.

Несколько отличаются от описанных карбонатные комплексы на территории Сибирской платформы. Здесь в осадочном чехле Иркутского и Тунгусского нефтегазоносных бассейнов выделены в числе других бельский, булайский, ангарско-литвинцевский НГКК, сформированные внутри мощных соленосных толщ. Последние подстилают и перекрывают карбонатные породы и надежно изолируют их от влияния остальной части кембрийского разреза, в связи с чем скопления УВ в этих комплексах рассматриваются как итог процесса преобразования ОВ, сингенетичного вмещающим породам. Следовательно, общее количество УВ, участвующих в формировании залежей нефти и газа в таких комплексах, существенно уступает той массе УВ, которая питает карбонатные комплексы, подстилаемые терригенными или другими продуцирующими отложениями.

По соотношению зон генерации УВ и карбонатных комплексов последние нами разделены на автономные и транзитные (см. рис. 1). В НГКК первой группы нефтегазогенерация происходит непосредственно во вмещающих отложениях, благодаря чему образовавшиеся в них залежи нефти и газа являются сингенетичными. Наглядным примером таких комплексов являются уже упомянутые НГКК Сибирской платформы, где карбонатные отложения ограничиваются в кровле и подошве двумя мощными пачками эвапоритовых пород. Так как последние являются абсолютными флю-

идоупорами, вертикальная миграция УВ между разновозрастными комплексами в таких разрезах отсутствует, в связи с чем сформированные в них залежи нефти и газа являются результатом поступления УВ из сингенетичных очагов генерации.

Более широким распространением в разрезах древних платформ пользуются транзитные НГКК, имеющие в основании глинистые или глинисто-сульфатные литологические экраны. В связи с тем, что слагающие эти экраны породы в отличие от эвапоритовых отложений не являются абсолютными флюидоупорами, в подобных толщах проявляется межкомплексная миграция УВ, поэтому своим формированием залежи нефти и газа помимо зон собственной нефтегазогенерации обязаны и УВ, мигрировавшим из более древних продуцирующих толщ. Транзитные НГКК встречаются в разрезах всех древних платформ и в отличие от автономных имеют, как правило, большие ареалы нефтегазоносности и концентрацию запасов нефти и газа. Последнее обстоятельство обусловлено суммированием в одном карбонатном комплексе УВ, образовавшихся в результате преобразования сингенетичного ОВ и мигрировавших из более древних зон нефтегазогенерации.

Транзитным является визейско-башкирский НГКК Волго-Уральской провинции, экранируемый и подстилаемый глинистыми образованиями соответственно верейского горизонта и визейского яруса. В связи с тем, что глины в большинстве случаев способны удерживать лишь жидкие УВ, в визейско-башкирском НГКК, ограниченном глинистыми экранами, формируются преимущественно нефтяные залежи. Газообразные УВ, образовавшиеся непосредственно в карбонатных породах самого комплекса и нижележащих зонах генерации, в результате вертикальной миграции перемещаются вверх по разрезу до основания соленосных экранов.

Сравнительная характеристика НГКК древних платформ указывает на наличие определенных закономерностей в размещении в них залежей нефти и газа.

1. Повсеместно установлено преимущественное нефтегазонасыщение верхних частей НГКК, что обусловлено проявлением вертикальной миграции УВ. Перемещение последних вверх по разрезу в виде эмульсии или раствора вместе с движущейся водой происходит благодаря диффузии, а также в виде прорывающихся струйных фильтрационных потоков нефти и свободного газа [18, 31].

2. Вследствие широкого проявления в НГКК вертикальной миграции, благодаря которой основная масса УВ перемещается вверх по разрезу непосредственно до регионально выдержанных непроницаемых пород, в верхних частях комплексов непосредственно под литологическими экранами концентрируются наибольшие по запасам и высокоамплитудные залежи нефти и газа.

3. В случае наличия в осадочном чехле нескольких НГКК верхние комплексы содержат преимущественно залежи газа, нижележащие карбонатные толщи обычно нефтеносны. Такое фазовое распределение УВ обусловлено большой подвижностью и проника-

ющей способностью газообразных компонентов. Вертикальному перетоку последних вверх по разрезу в значительной мере благоприятствует то обстоятельство, что в пределах большинства бассейнов нижние НГКК обычно экранируются глинистыми породами, которые вследствие наличия микротрещин не всегда способны удерживать газообразные УВ.

4. Широкое проявление в карбонатных разрезах вертикальной миграции часто приводит к своеобразному распределению нефтегазоносности между НГКК. При наличии в осадочном чехле нескольких комплексов УВ практически равномерно распределяются между ними, образуя в основном небольшие по запасам залежи нефти и газа. При этом условия для формирования крупных залежей нефти и газа менее благоприятны в верхних горизонтах, поскольку большая часть УВ, поступающих из древних областей генерации и участвующих в процессах нефтегазонакопления, задерживается в нижележащих комплексах.

II. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ

Осадочный разрез большей части территории СССР сложен мощными карбонатными толщами, содержащими в себе перспективные и промышленно нефтегазоносные отложения. Значительная часть этой территории приходится на древние платформы — Восточно-Европейскую и Сибирскую, где карбонатные отложения преобладают. Карбонатные породы пользуются также широким распространением на территории Африкано-Аравийской и Северо-Американской платформ.

Анализируя условия нефтегазоносности карбонатных отложений перечисленных регионов, мы исходили из основных принципов размещения скоплений УВ, которые были разработаны ведущими советскими и зарубежными исследователями (А. А. Бакиров, И. О. Брод, Н. Б. Вассоевич, И. М. Губкин, Г. Х. Дикенштейн, С. П. Максимов, В. Д. Наливкин, Г. Е. Рябухин, В. П. Савченко, В. Л. Соколов, А. А. Трофимук, А. Леворсен, А. Мейерхофф, М. Хэлбути и др.). В соответствии с представлениями этих ученых нефтегазонакопление в региональном плане контролируется структурным и палеотектоническим факторами. Наиболее благоприятными структурными формами для развития процессов генерации, аккумуляции и консервации УВ являются крупные зоны накопления осадочного чехла. В них генерация и аккумуляция УВ определяются направленностью тектонического развития, а также литолого-фациальной характеристикой осадочных толщ.

Депрессии осадочного чехла, названные нефтегазоносными провинциями или осадочными бассейнами, в пределах древних

платформ характеризуются широким развитием в осадочных толщах карбонатных пород и их региональной нефтегазоносностью. В этих регионах устойчивое и длительное прогибание привело к мощному осадконакоплению, в ходе которого проявлялся прогрессивный литогенез. Литологические особенности разреза сыграли существенную роль при формировании его нефтегазоносности и распределении залежей, поскольку эти особенности определили характер распространения по вертикали и латерали нефтегазоматеринских свит, коллекторов, региональных и локальных экранов.

Общие черты строения осадочного чехла в пределах разных древних платформ обусловили характерные для нескольких регионов закономерности размещения нефтегазоносности в карбонатных разрезах. Эти закономерности на территории СССР наиболее изучены в пределах нефтегазоносных провинций Восточно-Европейской платформы, где по сравнению с Сибирской платформой выполнены значительно большие объемы геологоразведочных работ.

III. ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКАЯ ПЛАТФОРМА

Восточно-Европейская платформа относится к категории наиболее сложно построенных древних платформ мира. Она складывается двумя структурными ярусами: складчатым метаморфизованным дорифейским фундаментом и платформенным чехлом слабоизмененных пород фанерозоя. Поверхность фундамента и контролируемые ею осадки дислоцированы и расчленены на отдельные выступы — щиты и впадины. В последних отмечается наибольшая мощность осадочного чехла, что явилось благоприятным фактором для локализации нефтегазоносных провинций.

Особое место на территории Восточно-Европейской платформы занимают Волго-Уральская и Тимано-Печорская нефтегазоносные провинции, расположенные в ее краевых частях и примыкающие непосредственно к герцинидам Урала. В осадочном чехле обеих провинций большое место занимают карбонатные образования, накопившиеся во время мощного прогибания не только краевых прогибов, но и смежных частей платформ.

III.1. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция достаточно хорошо изучена. Этому в немалой степени способствовали ее выгодное географическое положение, а также значительная площадь перспективных в нефтегазоносном отношении земель. Последнее обстоятельство явилось одной из основных причин всестороннего охвата геологоразведочными работами практически всей территории региона.

Наиболее полно различные вопросы геологического строения и нефтегазоносности Волго-Уральской провинции нашли отражение в работах И. М. Губкина, М. Ф. Мирчинка, К. Б. Аширова, В. Д. Наливкина, В. Л. Соколова, А. А. Трофимука и других ис-

следователей. В последние годы нефтегазоносность отложенной различных районов провинции, в том числе и карбонатных пород, была детально изучена специалистами ВНИГНИ (В. Н. Быковым, С. А. Винниковским, Г. Х. Дикенштейном, А. Н. Золотовым, С. П. Максимовым, В. В. Поповиным), ИГиРГИ (Н. А. Еременко, В. А. Клубовым, О. М. Мкртчяном, Р. О. Хачатряном), а также работниками производственных организаций (П. К. Бондарчуком, Н. Н. Лисовским, Г. В. Макаровым и др.).

В геоструктурном отношении регион характеризуется значительными перепадами глубин поверхности фундамента и залегания осадочных образований, обусловленными положением территории между горными сооружениями Урала и Тимана, Токмовским сводом, Московской и Прикаспийской синеклизами (рис. 3).

В пределах Волго-Уральской провинции в крупном плане выделяются такие разнородные структурные элементы, как Волго-Уральская антеклиза, в большей части которой фундамент и осадочные образования занимают глубокого погружения, окаймляющая антеклизу с востока (Предуральский прогиб) и юга (Прикаспийская синеклиза). Перечисленные структурные элементы отличаются друг от друга морфологией и историей геологического развития, вместе с тем их объединяют приуроченность к единой области прогибания земной коры и сходство литолого-стратиграфических особенностей разреза, что в совокупности предопределило близкие условия нефтегазообразования и аккумуляции УВ.

В связи с целевым назначением настоящей работы в ней основное внимание уделено характеристике карбонатных разрезов. В осадочном чехле Волго-Уральской нефтегазоносной провинции карбонатные отложения наибольшим распространением пользуются в среднем и верхнем девоне, нижнем, среднем и верхнем карбоне, нижней и отчасти верхней перми.

По литологической характеристике в *девонских отложениях* выделяются две толщи: нижняя (эйфельский, живетский ярусы и нижняя часть франского яруса) сложена в основном терригенными породами, верхняя (верхняя часть нижнефранского подъяруса, верхнефранский подъярус и фаменский ярус) представлена в основном карбонатными породами.

В основании девонского карбонатного разреза залегают известняки и доломиты саргаевского горизонта (D_3sr), которые распространены практически на всей территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Для известняков характерна значительная битуминозность, чем они, по существу, не отличаются от вышележащих карбонатных пород доманикового горизонта. Особенностью карбонатных пород саргаевского горизонта является широко развитая трещиноватость, интенсивность которой увеличивается в нижней части горизонта на контакте его с кыновскими глинами.

Отложения доманикового горизонта (D_3dm) пользуются широким распространением. Они сложены темно-серыми сильно

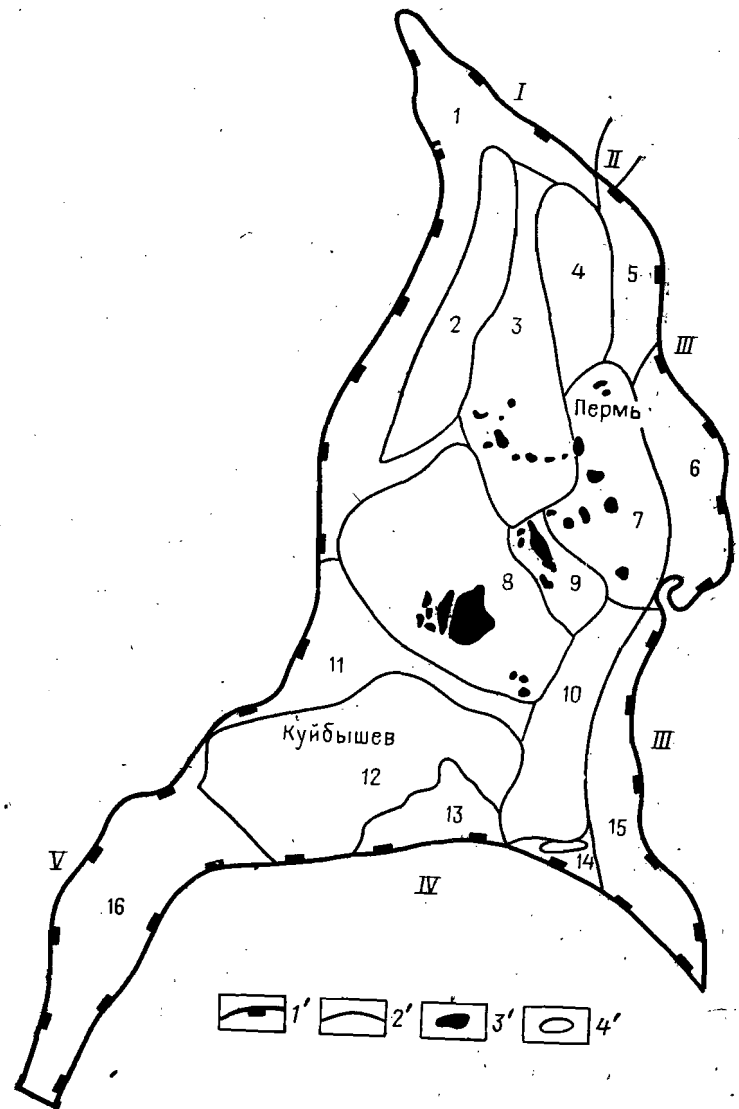


Рис. 3. Структурно-тектоническая схема Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (по В. В. Поповину, 1982 г., с упрощением)

Границы: 1' — нефтегазоносной провинции, 2' — тектонических элементов; месторождения: 3' — нефтяные; 4' — газовые.

Крупнейшие тектонические элементы: I — Тиманский кряж, II — Предуральский краевой прогиб, III — Уральская складчатая система, IV — Прикаспийская синеклиза, V — Воронежская автеклиза. Крупные тектонические элементы: 1 — Казанско-Кажимский прогиб, 2 — Коми-Пермяцкий свод, 3 — Верхнекамская впадина, 4 — Камский свод, 5 и 6 — Соликамская и Юрзяно-Сылвенская впадины, 7 и 8 — Пермско-Башкирский и Татарский своды, 9 — Бирская седловина, 10 — юго-восточный склон платформы, 11 — Мелекеская впадина и Абдулянский прогиб, 12 — Жигулевско-Орвбургский свод, 13 — Бузулукская впадина, 14 — Соль-Илецкий выступ, 15 — Бельская впадина; 16 — юго-восточная часть Пачелмского прогиба.

битуминозными известняками, часто с многочисленными прослоями органогенно-обломочных карбонатных пород. Учитывая обогаченность карбонатных отложений доманикового горизонта ОВ, многие исследователи (К. Б. Аширов, А. А. Трофимук, Ю. И. Марьенко и др.) относят эти отложения вместе с фациально-однотипными осадками саргаевского и мендымского горизонтов к нефтематеринским, полагая, что именно они продуцировали те УВ, которые образовали залежи нефти в вышележащих отложениях девона, карбона и перми.

Образования верхнефранского подъяруса в составе мендымского горизонта (D_{3md}) и аскынской свиты (D_{3ask}) широко представлены на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и сложены в основном органогенно-обломочными глинистыми и доломитизированными известняками. В значительной части региона в верхнефранском подъярусе развиты рифогенные и биогермные известняки и доломиты мощностью до 250 м. В зоне Камско-Кинельской системы прогибов верхняя часть описываемой толщи сложена иными фациями — битуминозными глинистыми известняками, мергелями, известковистыми аргиллитами (т. е. типично-доманиковым комплексом пород) общей мощностью до 45 м.

Отложения фаменского яруса представлены разрезами двух типов: карбонатно-глинистый в пределах Камско-Кинельской системы — глинистые известняки и мергели с подчиненными прослоями аргиллитов, карбонатные и глинистые породы отличаются повышенной битуминозностью (доманиковый тип разреза) и карбонатный на остальной части территории — доломиты и известняки, среди которых встречаются отдельные, не выдержанные по простиранию маломощные (не более 8 м) прослои глин. Особенности фаменских отложений — широко развитая закарстованность, о которой можно судить по имеющим региональный характер полным поглощениям глинистого раствора, многочисленным провалам бурильного инструмента при вскрытии фаменских известняков. Повсеместное развитие в фаменских отложениях карста, очевидно, объясняется тем, что в процессе осадконакопления в фаменское время происходили кратковременные положительные тектонические движения, приведшие к размыву карбонатных пород и образованию в них каверн и крупных полостей.

Карбонатные отложения верхнего девона перекрываются каменноугольными образованиями, в основании которых залегают однотипные по фациальному облику породы турнейского яруса — главным образом серые известняки часто органогенной структуры с редкими, иногда довольно выдержанными по простиранию прослоями глинистых и кремнистых пород, а также доломитов и мергелей. В пределах Камско-Кинельской системы прогибов отложения турнейского яруса несколько сокращены в мощности, здесь меняется и литологический облик пород яруса, преобладает карбонатно-терригенный характер разреза.

Непосредственно на известняках турнейского яруса залегают

БИБЛИОТЕКА
Ледской экспедиции

отложения визейского яруса, которые по литологии разделяются на две толщи: нижнюю терригенную в объеме елховского, радаевского и бобриковского горизонтов и верхнюю карбонатную, представленную переслаиванием терригенных и карбонатных пород тульского горизонта и известняками и доломитами окского и серпуховского надгоризонтов. Среди последних в южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции появляются отдельные прослой глины и сульфатных пород, вследствие чего сравнительно однородная карбонатная толща верхневизейского подъяруса расчленяется на отдельные, разобщенные прослой известняков и доломитов. Наиболее распространена по площади так называемая локовская пачка, сложенная мергельно-глинистыми породами мощностью до 40 м.

Нижнекаменноугольный карбонатный разрез венчают известняки и доломиты намюрского яруса, широко представленные в пределах провинции и относящиеся к наименее изученной части разреза.

Среднекаменноугольные отложения суммарной мощностью около 600—800 м представлены преимущественно карбонатными породами. Отложения башкирского яруса сложены в основном известняками, среди которых в южной части Волго-Уральской провинции залегают органогенно-обломочные, часто перекристаллизованные известняки с прослоями доломитов. Породы московского яруса по литологии на большей части описываемого региона делятся на две толщи: нижнюю — в основном терригенные породы верейского горизонта и верхнюю — карбонатные образования каширского, подольского и мячковского горизонтов. Разрез верхней части московского яруса изучен крайне слабо, однако по материалам промыслово-геофизических исследований, шламу и редкому керну среди карбонатных пород встречаются отдельные прослой глины, ангидритов и закарстованных известняков. В южной части провинции отложения верейского горизонта фациально замещаются карбонатами.

Карбонатные породы московского яруса перекрываются однотипными по фациальному облику верхнекаменноугольными и отложениями, представленными известняками и доломитами, среди которых встречаются органогенные разности. Породы местами заглинизированы и содержат отдельные включения ангидритов.

На большей части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции осадочный разрез венчают *пермские отложения*, которые разделяются на две толщи. Нижняя сложена преимущественно карбонатными породами ассельского, сакмарского и артинского ярусов, которые перекрываются мощной сульфатно-галогенной пачкой кунгурского яруса. Верхняя толща представлена в основном терригенными породами, среди которых в северной части Бузулукской впадины установлено наличие карбонатно-сульфатных образований.

Пространственное размещение и условия образования нефти и газа, накопление мощных карбонатных толщ в пределах Волго-

Уральской нефтегазоносной провинции подчинены региональной тектонике и связаны со структурами высшего порядка. Морфология фундамента и осадочного чехла контролирует мощность и литологические свойства продуктивных горизонтов, а также положение региональных зон нефтегазонакопления. В связи с часто меняющимися интенсивностью и знаком колебаний земной коры литолого-фациальный облик осадков в ходе развития осадочного бассейна непрерывно менялся, что в итоге привело к формированию своеобразных толщ, характеризующихся ритмичным чередованием карбонатных и терригенных пород. Именно в таких литолого-фациальных комплексах сформировались продуктивные горизонты фаменского и турнейского ярусов, для которых характерно разобщение единого карбонатного массива на ряд отдельных пластов, экранируемых глинистыми прослоями.

История геологического развития территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в различные эпохи благоприятствовала формированию карбонатных комплексов. Как правило, после накопления карбонатных осадков в результате изменения режима образовывались мощные пачки терригенных и терригенно-карбонатных отложений, которые в последующем сыграли роль флюидоупоров для карбонатных толщ.

Нефтегазоносные карбонатные комплексы.

Нефтегазопроявления, а также залежи нефти и газа встречены практически во всем карбонатном разрезе Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и, как правило, приурочены к регионально выдержанным толщам известняков и доломитов, которые контролируются высокопластичными глинами или солями и образуют НГКК (рис. 4). Внутри каждого НГКК прослеживается определенная гидродинамическая связь между заключенными в нем отдельными залежами, следствием чего является близость таких параметров, как пластовое давление, гипсометрия газоводонефтяных разделов.

В карбонатном разрезе Волго-Уральской нефтегазоносной провинции представляется возможным выделить несколько НГКК, которые характеризуются широким распространением и известны практически на всей территории региона (табл. 1).

В основании карбонатного разреза залегают *верхнедевонско-турнейский НГКК* (рис. 5). Несмотря на то что этот комплекс осадков залегают на незначительных глубинах, в большинстве случаев не превышающих 2500—3000 м, изученность его (особенно нижней, девонской, части) до сих пор слабая. Это в значительной мере объясняется своеобразным стратиграфическим положением карбонатной толщи верхнего девона относительно основных нефтеносных комплексов. С одной стороны, в 350—500 м над ней залегают турнейско-визейские отложения, заключающие нефтяные залежи — основные объекты разработки на большей части территории описываемого региона (Камско-Кинельская система проги-

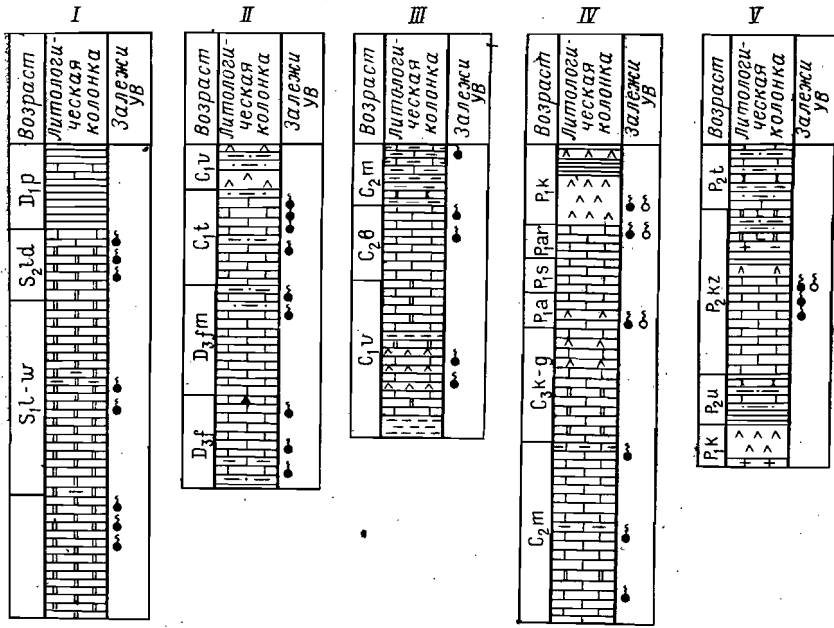


Рис. 4. Нефтегазоносные карбонатные комплексы палеозоя Восточно-Европейской платформы:

I — ордовикско-нижнедевонский, II — верхнедевонско-турнейский, III — визейско-башкирский, IV — каменноугольно-нижнепермский, V — верхнепермский

бов, Пермско-Башкирский и Татарский своды). Естественно, глубокие скважины, запроектированные на нижнекаменноугольную продуктивную толщу, более древние карбонатные отложения верхнего девона не вскрывали. С другой стороны, в основании девонского карбонатного разреза залегают терригенная толща франского яруса, в которой выделено несколько пластов продуктивных песчаников, являющихся базисным горизонтом нефтедобычи на большей части территории Волго-Уральской провинции. Обычно скважины, ориентированные на терригенные девонские отложения, после их опробования и получения притоков нефти на вышележащие карбонатные отложения не переводили. Это делали только в скважинах, которые оказывались за контуром нефтеносности терригенных девонских залежей, но они вследствие общего соответствия структурных планов терригенных и карбонатных образований вскрывали последние также не в оптимальных условиях.

Опробование карбонатных горизонтов в большинстве случаев осуществлялось без учета размещения в разрезе региональных и локальных нефтегазопортов. Испытание лишь отдельных интервалов 800-метровой карбонатной толщи в условиях отсутствия сведений о положении кровли и подошвы залежей приводило к искажению истинного характера насыщения опробованного разреза. В связи с тем, что до недавнего времени в верхнедевонских карбо-

Таблица 1

Название НКК		Территория распространения	Возраст и литология экранящих пород	Возраст слагающих пород	Мощность комплекса, м	Доля карбонатов в НКК (% в НКК по мощности)	Продуктивные горизонты
региональные	зогальные						
Каменноугольно-нижнепермский	Верхнепермский	Бузулукская впадина	Соли гидромической свиты (P ₃ kz)	Уфимский ярус, калиновская свита (P ₂)	60—80	60	КС
	Тулско-окский	Бортовые зоны Предуральского прогиба, Прикаспийской впадины, Бузулукская впадина, Пермско-Башкирский свод	Соли, P ₁ k	C ₂ п, C ₃ —P ₁	700—1200	85—90	A ₀ , пласты I _a , I, II, III, IV
Визейско-башкирский	Тулско-окский	Бузулукская впадина	Глины покровной пачки (C ₁ v)	Тулский горизонт, окский надгоризонт	110—140	65—70	B ₀ , O ₁ —IV
	Тулско-окский	Татарский, Жигулевско-Оренбургский, Пермско-Башкирский своды, Верхнекамская, Бузулукская, Серноводско-Абдулинская впадины	Глины верейского горизонта (C ₂ п)	C ₁ v—п, C ₂ b	450—600	60—75	B ₀ , A ₄
Верхнедевонско-турнейский		Серноводско-Абдулинская, Бузулукская впадины, Татарский, Жигулевско-Оренбургский, Пермско-Башкирский своды, Бирская седловина	Глины нижне-визейского подъяруса (C ₁)	D ₃ f—fm, C ₁ t	600—800	85—90	D _s , Дф-I, Дф-II, B ₁ , B ₂

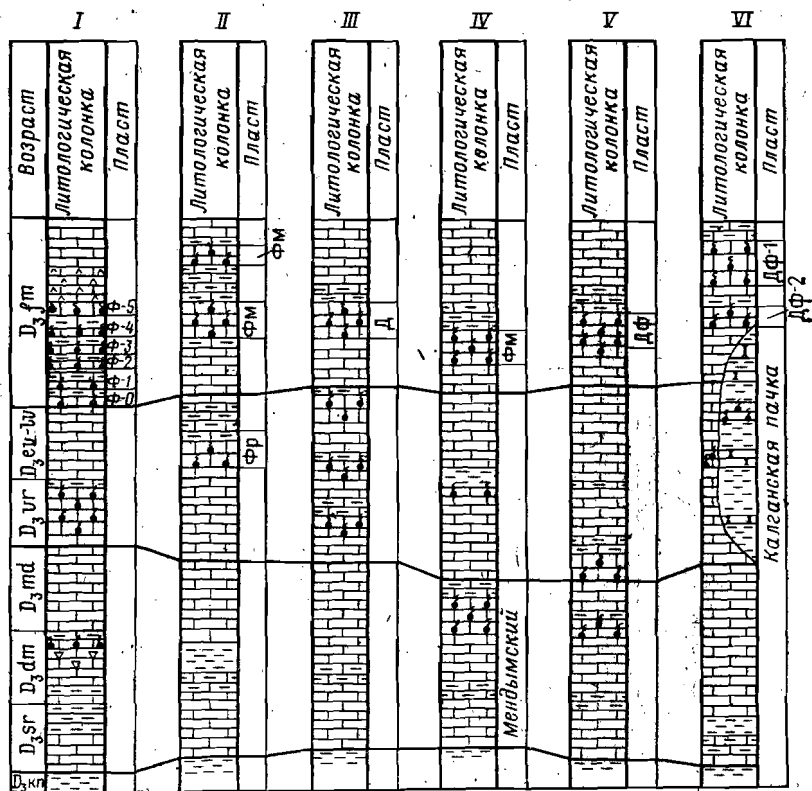


Рис. 5. Сопоставление разрезов франко-фаменской толщи Восточно-Европейской платформы:

I — Тимано-Печорская, нефтегазоносная провинция, II — Пермско-Башкирский свод, III — Бирская седловина, IV — Татарский свод, V — Жигулевско-Оренбургский свод, VI — юго-восточный склон платформы

натных отложениях не были обнаружены нефтяные пласты с промышленными запасами нефти, они не вызвали должного интереса у геологов. Керн из этих отложений отбирался в ограниченных объемах, что явилось причиной слабого освещения стратиграфии, тектоники, коллекторских свойств и нефтеносности верхнедевонской толщи.

Однако в результате обобщения разрозненных геологических материалов о вещественном составе и нефтегазоносности верхнедевонских карбонатных отложений нам удалось получить в значительной степени однозначное представление об особенностях размещения нефти и газа в этом в общем-то слабо изученном интервале разреза.

Наименее освещена продуктивность нижнефранского подъяруса. Залегающие в его основании известняки саргаевского горизонта промышленные запасы нефти заключают на ряде пло-

щадей в пределах Бузулукской впадины, Башкирского и Северо-Татарского сводов. Характерными в этом отношении являются Калганское и Радовское нефтяные месторождения в восточной части Бузулукской впадины. Здесь залежи нефти размещаются в порово-кавернозных известняках, экранируемых маломощными прослоями аргиллитов и глинистых карбонатных пород.

Сведений о нефтенасыщении известняков доманикового горизонта значительно больше. При их вскрытии отмечались интенсивные нефтепроявления практически на всей территории региона, а на отдельных площадях получены притоки нефти с дебитом до 10 т/сут — Миннибаевское (Татарский свод), Ямбаевское и Тепляковское (Башкирский свод) месторождения и др. Во многих случаях при опробовании интервалов нефтепроявлений в эксплуатационных колоннах промышленных притоков нефти не было получено. Очевидно, это свидетельствует о трещинном типе доманикового коллектора и запечатывании отдельных трещин цементом при тампонаже скважин. В отношении продуктивности известняки доманикового горизонта сходны с баженидами Западной Сибири, из которых наиболее мощные притоки нефти получают только при опробовании, проводимом сразу же после их вскрытия. В обсаженных скважинах дебиты нефти значительно меньше, часто ее притоки вообще отсутствуют.

Коллекторами в саргаевском и доманиковом горизонтах являются тонкозернистые известняки и доломиты, емкостное пространство которых представлено порами и кавернами эпигенетического характера. Отдельные порово-кавернозные поля обычно соединяются трещинами, создающими дополнительную емкость. По строению емкостного пространства в описываемых отложениях выделяются коллекторы преимущественно каверново-трещинного и порово-трещинного типов.

Перекрывающие доманиковую толщу карбонатные отложения мендымского горизонта верхнефранского подъяруса характеризуются более выдержанной по площади нефтеносностью. В них в пределах Жигулевско-Пугачевского свода выделен промышленно нефтеносный продуктивный пласт Дм, который на некоторых площадях содержит залежи газоконденсата. Аналогичный нефтеносный пласт под названием «мендымский» прослежен на Ямашинском месторождении (Татарский свод), где при его вскрытии в нескольких скважинах отмечались интенсивные газопроявления. На соседней Шешминской площади в мендымском горизонте во многих скважинах отмечались полные поглощения глинистого раствора, что свидетельствует о наличии в горизонте пористых пластов.

В мендымском горизонте прослеживается от одного до трех пластов-коллекторов, разделенных прослоями уплотненных сильнотлинистых карбонатных пород. Горизонт перекрывается аналогичными глинистыми известняками. Однако в ряде районов количество глинистого материала в карбонатных прослоях значительно сокращается. В этом случае этаж нефтеносности мендымского го-

ризонта значительно увеличивается за счет нефтеносных пластов воронежского и евлано-ливенского (аскынская свита) горизонтов. Объединенная продуктивная толща именуется мендымско-аскынской, ее промышленная нефтеносность установлена в восточной части Татарского свода, где из нее на Турбаслинской и Чермасанской площадях получены притоки нефти дебитом соответственно до 100 и 400 т/сут. Продуктивные мендымско-аскынские отложения и на Четырманском нефтяном месторождении (юго-западная часть Пермско-Башкирского свода), где из них в двух скважинах получены притоки нефти дебитом до 12 т/сут.

В пределах Аскынского выступа (Пермско-Башкирский свод) в верхнефранских карбонатах обнаружена залежь нефти на Сосновском месторождении. При бурении параметрических скважин Яборовского и Остяцкого профилей во франских отложениях отмечались сильные газопроявления. Более изучена нефтеносность верхнефранской карбонатной толщи в пределах Гежского месторождения, где основание высокоамплитудной залежи нефти сложено рифогенными известняками верхнефранского возраста. Выше по разрезу их облекают нефтенасыщенные отложения фаменского и турнейского ярусов. В целом в карбонатной толще сформирована единая массивная залежь с общим водонефтяным разделом.

В карбонатных отложениях верхнего девона наибольшее количество нефтегазопроявлений было отмечено в фаменских отложениях, которые на большей части территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции представлены органогенными, часто доломитизированными известняками, а также доломитами. Нефтеносность фаменских отложений контролируется обычно прослоями мощностью 20—30 м сильноглинистых, кремнеглинистых известняков и доломитов с многочисленными прослоями гипсов и ангидритов. Эти прослои прослеживаются обычно на большой территории и являются экранами для нескольких гидродинамически разобщенных залежей нефти.

Нефтенасыщение фаменских отложений известно практически на всей территории провинции, однако промышленные залежи нефти в них выявлены лишь на отдельных площадях региона. Здесь в первую очередь следует отметить уже названное Гежское нефтяное месторождение, где известняки франского, фаменского, турнейского ярусов образуют единую массивную нефтяную залежь с этажом нефтеносности более 300 м. При этом на долю фаменского яруса приходится основная часть эффективной нефтенасыщенной мощности. О наличии в фаменских отложениях Пермской области благоприятных для нефтегазокопления коллекторов свидетельствует также тот факт, что на многих площадях северного склона Башкирского свода и Верхнекамской впадины при вскрытии фаменских известняков отмечалось полное поглощение промывочной жидкости (Баклановское месторождение).

Своеобразный разрез фаменских отложений был вскрыт на Чашкинской площади, расположенной, как и Гежское месторождение, в пределах Соликамской депрессии. Фаменские отложения

здесь представлены мощной толщей рифогенных известняков, при опробовании которых получен фонтан высококачественной нефти дебитом 165 т/сут. Экраном нефтяной залежи служит 10-метровая пачка аргиллитов.

Нефтенасыщенность фаменских отложений установлена и в более южных районах провинции. Так, в пределах Белебеевской вершины Татарского свода промышленная залежь нефти выявлена в пористо-кавернозных известняках верхнефаменского подъяруса на Субханкуловском месторождении. При их опробовании получен фонтан нефти с дебитом до 44 м³/сут.

В средней части фаменского яруса на ряде площадей Башкирского свода выделен продуктивный пласт Д — пористо-кавернозные известняки и доломиты, выше которых залегают обогащенные глинистым и сульфатным материалом карбонатные породы. В пределах Татарского свода в средней части фаменской карбонатной толщи выделяются пористые известняки — горизонт Фм, из которого на нескольких площадях получены притоки нефти. Во многих случаях при вскрытии этого интервала разреза отмечались интенсивные поглощения глинистого раствора и даже провалы бурильного инструмента (Нурлатское месторождение). В пределах Жигулевско-Пугачевского свода и Бузулукской впадины в фаменских карбонатных отложениях в 20—30 м ниже их кровли установлена промышленная нефтеносность регионально выдержанного пласта Дф-1. Залежи нефти в этом пласте обычно массивные. Такой характер нефтеносности имеют фаменские отложения на Покровском, Пономаревском, Каликинском и других месторождениях. Однако на некоторых площадях Серноводско-Абдулинской впадины (Ефремо-Зыковская, Пашкинская) ниже пласта Дф-1 залегают плотные глинистые карбонатные породы, которые являются своеобразным экраном для нижележащих карбонатных пород фаменского яруса. В этом случае в последних также локализуются нефтяные залежи, а продуктивный горизонт получил наименование Дф-2. Он имеет локальное распространение и сокращенную мощность. В случае наличия в разрезе горизонта Дф-2 залежи нефти в горизонте Дф-1 имеют пластовый характер.

Приведенные материалы о верхнедевонских карбонатных отложениях свидетельствуют о региональном характере их нефтегазоносности. Практически нефтегазопроявления и залежи нефти встречены во всей карбонатной толще верхнего девона, мощность которой достигает 700—800 м. Однако наиболее перспективной является верхняя часть карбонатного девона, сложенная преимущественно пористыми и пористо-кавернозными известняками. Выявленные в этой части разреза залежи по типу резервуара разделяются на массивные и пластовые. Первые обычно приурочены к рифогенным известнякам. Особую группу составляют залежи нефти во внутриформационных терригенных образованиях калганской пачки.

Таким образом, франско-фаменский карбонатный разрез, слабо изученный на большей части Волго-Уральской нефтегазонос-

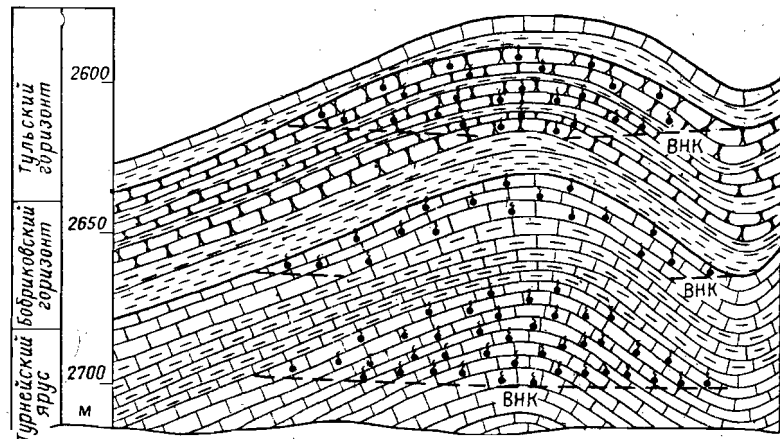


Рис. 6. Геологический разрез нижнекаменноугольных отложений Долговского месторождения

ной провинции, по совокупности геологических данных может рассматриваться как один из реальных объектов для наращивания запасов нефти, и в первую очередь в тех районах, где реализация этих запасов не потребует значительных затрат на создание промышленного хозяйства и сооружение различного рода коммуникаций.

Промышленная нефтеносность известняков и доломитов турнейского яруса известна практически на всей территории провинции. Однако большинство выявленных в этой части разреза залежей нефти размещено в бортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов.

Залежи обычно массивные и размещаются в кровельной части карбонатных толщ. Однако в пределах Бузулукской впадины установлен несколько иной характер распределения нефтеносности в известняках турнейского яруса. Здесь на ряде месторождений из-за наличия в средней части яруса регионально выдержанных глинистых и окремнелых карбонатных пород единая турнейская нефтеносная толща содержит несколько изолированных друг от друга нефтяных залежей. Наиболее характерным в этом отношении является Додговское месторождение, у которого верхняя залежь нефти является пластовой, подошва ее ограничивается малопроницаемыми глинистыми карбонатами. Нижняя залежь экранируется этими породами и чаще всего является массивной. Обе нефтяные залежи турнейского яруса имеют различные положения водонефтяных разделов и гидродинамические режимы (рис. 6).

Нефтепроизводящие свойства карбонатных пород детально изучались Н. М. Страховым, К. Ф. Родионовой, Н. Г. Жузе, Е. С. Ларской, З. А. Мишуниной и другими исследователями. Ими

доказана возможность нефтегенерации в карбонатных толщах, обогащенных ОВ. Как правило, относительно обогащенные ОВ карбонатные толщи обладают высокой сингенетической битуминозностью, многочисленными следами перемещения свободных битумоидов и признаками их скопления, что большинством исследователей объясняется как отражение процессов нефтегенерации в карбонатных породах и свидетельство большой роли последних в нефтегазообразовании.

Верхнедевонская карбонатная толща расчленяется на две пачки: среднефранскую, регионально обогащенную ОВ (0,05—20%), и верхнефранско-фаменскую, в которой максимальная концентрация ОВ отмечена на территории Камско-Кинельской системы прогибов (5—15%), уменьшаясь за ее пределами до 0,1—0,5% [16]. Расчеты Е. С. Ларской показали, что суммарное количество эмигрировавших из всех нефтематеринских карбонатных пород верхнего девона битумоидов во много тысяч раз превышает обычную массу эпитумоидов и известные запасы нефти. Это позволяет предполагать, что описываемая карбонатная толща обладает определенными ресурсами УВ и, очевидно, являлась источником нефти для сингенетичных ей пород, а также для вышележащих отложений.

Турнейские карбонатные породы отличаются от верхнедевонских меньшей концентрацией ОВ, максимум которой отмечен в пределах Камско-Кинельской системы прогибов. Суммарное количество эмигрировавших из турнейской нефтегазоматеринской толщи битумоидов, а также явная территориальная связь ареала распространения залежей нефти в турнейских отложениях с очагами нефтегазообразования одновозрастной нефтематеринской толщи показывают, что главную роль в формировании нефтеносности турнейского яруса играли сингенетичные УВ. Наряду с этим некоторая часть нефти, очевидно, мигрировала из верхнедевонской нефтематеринской толщи.

Покрышкой для верхнедевонско-турнейского нефтегазоносного комплекса служит мощная пачка терригенных отложений нижневизейского подъяруса, широко распространенных на территории Волго-Уральской провинции.

Карбонатные породы верхневизейского подъяруса, намюрского и башкирского ярусов, контролируемые верейскими глинами, обычно объединяют в единый *визейско-башкирский НГКК* (рис. 7). Однако полученные в последнее время материалы свидетельствуют о разобщении этого единого комплекса в южных районах провинции на две гидродинамически автономные карбонатные толщи.

В пределах Бузулукской впадины вследствие экранирующего действия глин покровской пачки в нижней части визейско-башкирского НГКК обособляется *тульско-окская карбонатная толща*, имеющая значение зонального НГКК (рис. 8). В центральной и северной частях региона, где покровская пачка отсутствует, карбонатные отложения визейского яруса вместе с вышележащими

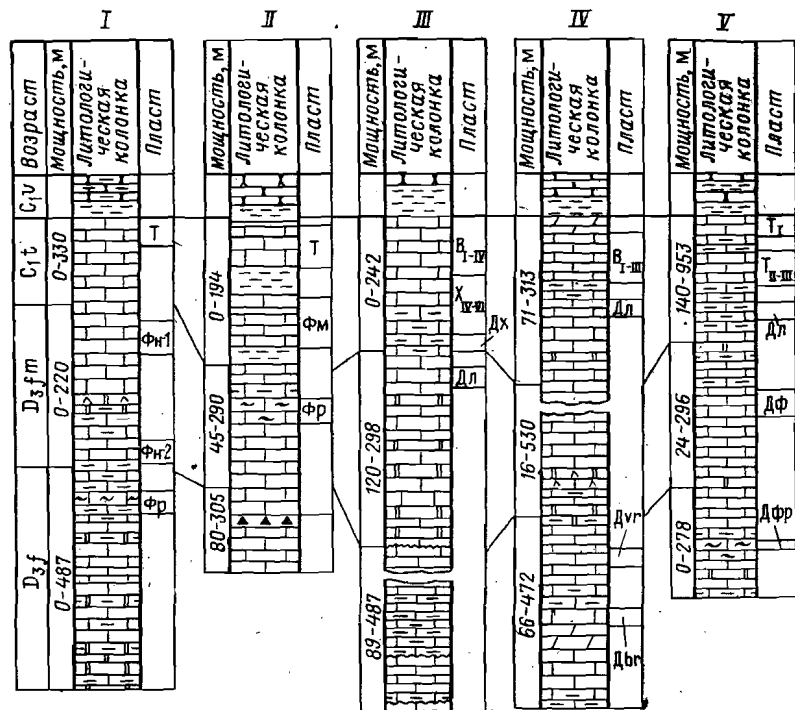


Рис. 7. Сопоставление разрезов верхнедевонских и нижнекаменноугольных карбонатных отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции:

I — Пермско-Башкирский свод, II — Предуральский прогиб, III — Белебеевская вершина Татарского свода; IV и V — соответственно Жигулевско-Пугаевская и Оренбургская вершины Жигулевско-Оренбургского свода

породами намюрского и башкирского ярусов образуют единый НГКК.

В терригенно-карбонатных отложениях тульского горизонта выделяется несколько нефтеносных пластов. Из них наибольшее региональное распространение имеет пласт Б₀, который в южной части рассматриваемой территории сложен карбонатными породами, в северной — песчаниками. Промышленная нефтеносность тульского горизонта известна в пределах Татарского, Пермско-Башкирского сводов (месторождения Туймазинское, Знаменское и др.), Жигулевско-Оренбургского свода и Бузулукской впадины (месторождения Новопасское, Репьевское, Покровское и др.). Во всех перечисленных случаях залежи нефти экранируются прослоями глин, иногда роль флюидоупоров выполняют глинистые и окремненные известняки.

Известняки окского надгоризонта нефтеносны, как уже отмечалось, только в районах развития над ними глинистых отложений покровской пачки. Распределение залежей нефти непосредственно в известняках окского надгоризонта определяется разви-

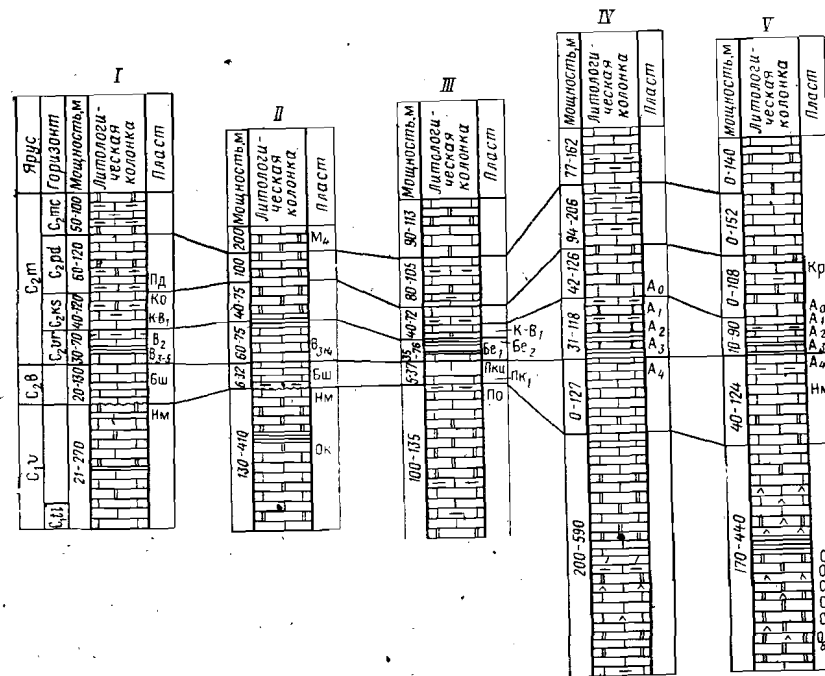


Рис. 8. Сопоставление разрезов каменноугольных отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции:

I—II — соответственно Пермская и Башкирская вершины Пермско-Башкирского свода
III — Татарский свод, IV и V — соответственно Серноводско-Абдулинская и Бузулукская впадины

тием в них регионально выдержанных прослоев ангидритов, которые, подобно покровской пачке, появляются в южных районах провинции. Вследствие экранирующего действия ангидритов в известняках окского надгоризонта сформированы гидродинамически разобщенные нефтеносные залежи в пластах О₁, О₂, О₃ и О₄ (Бобровское, Лебяжинское месторождения).

Выявленные в карбонатных отложениях серпуховского надгоризонта залежи нефти и газа самостоятельного значения не имеют и, как правило, вместе с вышележащей карбонатной толщей башкирско-намюрского возраста образуют единые массивные залежи. Поскольку мощность серпуховско-намюрско-башкирских карбонатных отложений достаточно велика, они полностью продуктивны только в пределах высокоамплитудных ловушек. Такими рельефными структурами в рассматриваемом регионе обычно являются рифогенные массивы, которые формируются в основном в прибортовой части Камско-Кинельской системы прогибов. Примером может служить Осинское месторождение Пермско-Башкирского свода. Залежи нефти и газа серпуховские карбонатные отложения содержат и в других районах Волго-Уральской провинции. На Татарском своде они нефтеносны на Шугуровском месторождении,

в бортовой зоне Прикаспийской синеклизы — на Жирновском, Верховском и других месторождениях.

Несмотря на приведенные сведения о нефтеносности серпуховских карбонатных отложений, в целом их продуктивность, подобно вышележащим известнякам намюрского яруса, изучена слабо. Косвенным свидетельством наличия в описываемой толще пластов-коллекторов являются отмечающиеся при ее вскрытии многочисленные поглощения бурового раствора, провалы инструмента.

Наибольшей нефтегазонасностью в визейско-башкирском карбонатном комплексе характеризуются залегающие в его кровельной части известняки башкирского яруса, которые нефтеносны практически на всей территории региона. В них выделяется несколько пластов-коллекторов, единой номенклатуры которых, однако, не существует. В различных районах один и тот же пласт часто имеет различные наименования. Промышленная нефтеносность приурочена преимущественно к верхней части башкирского яруса, где в большинстве районов выделяется продуктивный пласт А₄, сложенный известняками и доломитами. В фациальном отношении продуктивные известняки относятся к хемогенным и рифовым формациям. В первых преобладают пластовые залежи, во вторых — массивные.

Нефтеносность башкирского яруса и визейско-башкирского НГКК в целом контролируется глинами и аргиллитами верейского горизонта, в северных районах провинции — глинистыми, часто окремненными известняками. В более южных районах установлено фациальное замещение глин верейского горизонта карбонатными породами. В этом случае нижележащие отложения башкирского яруса и всего визейско-башкирского комплекса залежей нефти и газа не содержат.

Верхневизейская карбонатная толща характеризуется различным содержанием ОВ на территории провинции [16]. В ее северной части концентрация ОВ не превышает 0,2%, увеличиваясь к центру Бузулукской впадины до 2,5%. Суммарное содержание ОВ в нефтематеринских породах описываемой толщи составляет около 220 млрд. т в Бузулукской впадине, 160 млрд. т — в остальной части провинции. Количество эмигрировавших битумоидов составляет значительный процент, причем основная масса УВ и наибольшая плотность эмиграции приурочены к Бузулукской впадине. Судя по тому, что ареал нефтеносности карбонатных верхневизейских отложений совпадает с зоной собственной нефтегенерации, есть основание считать нефти описываемой толщи сингенетичным продуктом.

В отличие от верхневизейских башкирские карбонатные отложения содержат лишь редкие маломощные прослои пород с концентрацией ОВ менее 0,2%. Эти данные, а также особенности состава эпитумоидов свидетельствуют о генетической связи башкирских нефтей с нижележащими визейскими нефтематеринскими толщами.

Карбонатные отложения московского яруса среднего карбона,

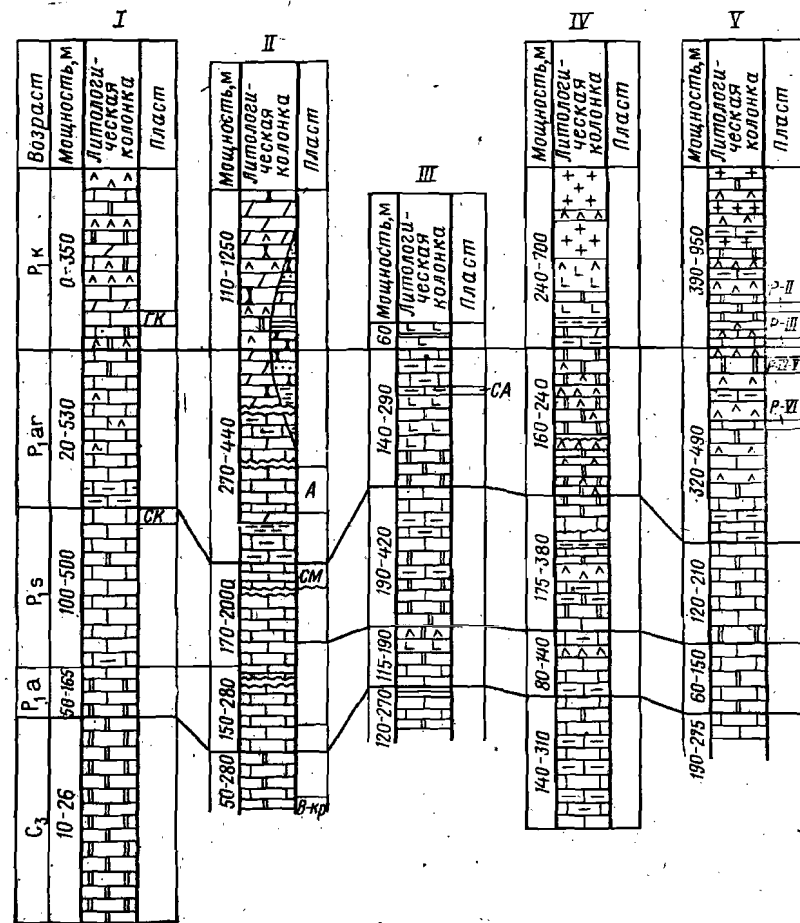


Рис. 9. Сопоставление разрезов каменноугольно-нижнепермских отложений Волго-Уральской нефтегазонасной провинции:

I — Пермская вершина Пермско-Башкирского свода, II — Предуральский прогиб, III — Белебеевская вершина Татарского свода, IV — Жигулевско-Оренбургский свод, V — Бузулукская впадина

верхнего карбона и нижней перми образуют каменноугольно-нижнепермский НГКК (рис. 9). Выявленные в его нижней части залежи нефти приурочены преимущественно к верхам верейского горизонта, к аширскому и подольскому горизонтам и контролируются небольшими прослоями глинистых известняков или глин. Последние не имеют регионального распространения, и поэтому перекрываемые ими залежи, как правило, содержат небольшие запасы нефти. Характер распределения этих залежей в разрезе, их соотношение с нижележащими залежами башкирского и визейского ярусов свидетельствуют о том, что залежи нефти московского яруса образовались вследствие вертикальной миграции УВ из нижележащих отложений.

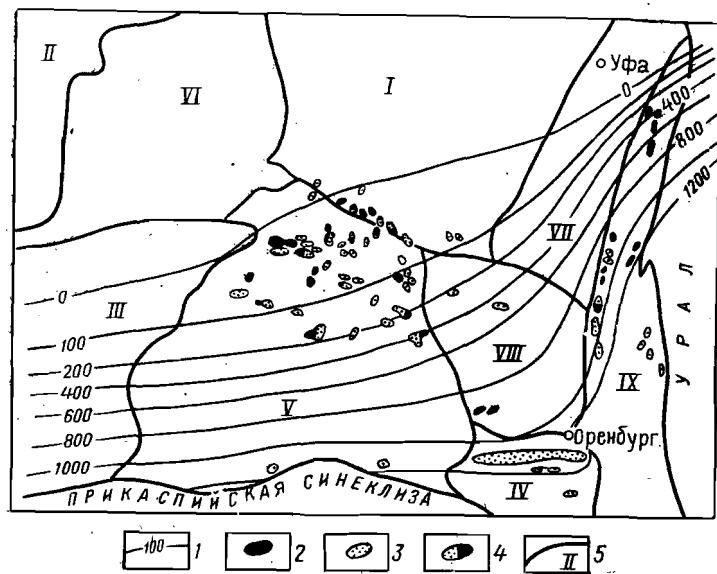


Рис. 10. Схема размещения залежей нефти и газа в нижнепермских карбонатных отложениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции:

1 — изопахи галогенных отложений кунгурского яруса, м; месторождения: 2 — нефтяные, 3 — газовые, 4 — нефтегазовые или газонефтяные; 5 — тектонические элементы. Своды: I — Южно-Татарский, II — Токмовский, III — Жигулевско-Пугачевский; IV — Соль-Илецкий выступ; впадины: V — Бузулукская, VI — Мелекесская; моноклинали: VII — Уфимская, VIII — Восточно-Оренбургская; IX — Бельская седловина

Нефтегазоносность пород верхней части московского яруса и верхнекаменноугольных образований изучена крайне слабо, так как эти отложения из-за отсутствия в них песчаных пластов и явных признаков нефти проходились, как правило, без отбора керн и испытаний. Лишь в последнее время появились сведения о промышленной нефтегазоносности верхнекаменноугольных отложений. Промышленные залежи газа в них установлены на Бухарском и Кедровском месторождениях (Пермско-Башкирский свод). Признаки нефти при вскрытии верхнекаменноугольных отложений отмечались на ряде площадей Верхнекамской впадины. Коллекторами являются органогенные известняки и их доломитизированные разности.

Нефтегазоносность нижнепермских отложений распространена значительно шире. Территориально залежи нефти и газа в этой толще размещены преимущественно в южной части Волго-Уральской провинции и в Предуральском прогибе, где она экранируется низкопроницаемыми глинистыми и соленосными отложениями кунгурского яруса. В северных и центральных частях провинции, где кунгурский ярус сложен карбонатными породами, в нижнепермских известняках нефтенасыщение отсутствует (рис. 10).

Для нижнепермских карбонатных отложений характерна широко развитая трещиноватость, что значительно улучшает их филь-

рационно-емкостные свойства. Прямым свидетельством наличия трещиноватости является получение промышленных притоков нефти и газа из тех интервалов, где по промыслово-геофизическим материалам и керну пористые и проницаемые породы вообще отсутствуют.

В нижнепермских породах в случае наличия морфологически выраженных ловушек часто формируются значительные залежи газа и нефти, что прежде всего объясняется экранированием их мощными толщами соленосных отложений, которые надежно герметизируют нижележащий разрез. В связи с наличием экрана в нижнепермском комплексе и отсутствием подобных толщ в нижележащих отложениях подсолевые карбонаты аккумулируют практически все УВ, мигрировавшие вверх по разрезу из областей генерации, которые, по представлениям большинства исследователей, тяготеют к визейским и франским отложениям, богатым ОВ.

Часто вследствие формирования в нижнепермских отложениях высокоамплитудных залежей с большими этажами нефтегазоносности в единую массивную залежь вовлекаются и нижележащие отложения. Так, на Оренбургском месторождении в сводовой части газоконденсатной залежи помимо нижнепермских продуктивных верхне- и среднекаменноугольные отложения.

Нижнепермско-верхнекаменноугольный НГКК в отличие от более древних карбонатных комплексов характеризуется преимущественным газонасыщением. Очевидно, это обстоятельство объясняется высокой подвижностью газа, который, не встречая в нижележащих отложениях непроницаемых пород, подобных каменной соли кунгурского яруса, мигрирует вверх по разрезу и при наличии благоприятных структурных условий накапливается в нижнепермских известняках.

Описанные карбонатные отложения очень бедны ОВ, его содержание в основной массе пород не превышает 0,1% [16]. Лишь в Верхнекамской впадине и Мухано-Ероховском прогибе в разрезе московского яруса обнаружены породы с концентрацией ОВ до 0,8%. В нижнепермских карбонатных и сульфатно-карбонатных отложениях содержание ОВ очень мало, и только вблизи бортовой зоны Прикаспийской впадины в артинском ярусе появляются карбонаты, содержащие ОВ до 0,5%. В связи с этим существует представление о решающем влиянии южной зоны генерации в среднекаменноугольных и, возможно, визейских нефтематеринских толщах на размещение залежей и запасов нефти в верхнекаменноугольных и нижнепермских отложениях. Кроме того, на нефтегазоносность нижнепермской толщи большое влияние оказывают собственные предуральский и прикаспийский очаги генерации.

Карбонатный разрез Волго-Уральской нефтегазоносной провинции заканчивается *верхнепермским* НГКК, имеющим локальное распространение и известным только в пределах Бузулукской впадины, где в верхнепермских отложениях развита гидрохимическая свита (пачка сульфатно-галогенных пород мощностью до 120 м). На территории, где отсутствуют гидрохимические осадки, в ниже-

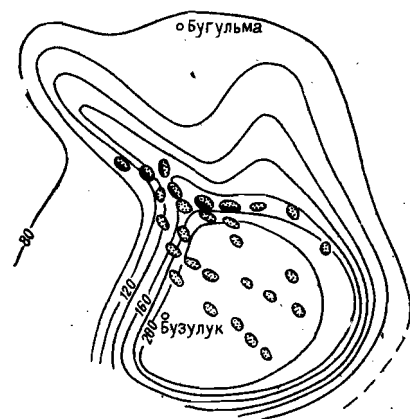


Рис. 11. Схема размещения залежей нефти и газа в верхнепермских отложениях Бузулукской впадины:
1 — изопакиты гидрохимической свиты (P₂, K₂), м; месторождения: 2 — газовые, 3 — нефтяные и нефтегазовые

лежащих карбонатных отложениях залежей нефти и газа нет (рис. 11).

Существенное влияние на нефтегазоносность верхнепермских отложений оказывают также литолого-фациальный облик и мощность нижележащих пород кунгурского яруса. На территории развития в нем мощных пластов каменной соли верхнепермские образования даже при наличии ловушек, пластов-коллекторов и литологических экранов залежей нефти и газа не содержат. Этот факт свидетельствует о том, что немаловажное значение в формировании залежей нефти и газа в верхнепермском НГКК имеет вертикальная миграция УВ из более древних отложений.

Продуктивны в верхнепермском НГКК разнозернистые доломиты и реже известняки биоморфные и детритовые. В этих породах выделяются порово-каверновые и порово-трещинные коллекторы. При вскрытии в скважинах верхнепермских отложений часто наблюдаются поглощения промывочной жидкости, что свидетельствует об их высоких коллекторских свойствах и значительной роли при формировании емкостного пространства вторичной пористости в виде отдельных каверн и карста.

Размещение залежей нефти и газа в нефтегазоносных карбонатных комплексах

Анализ размещения залежей нефти и газа в НГКК Волго-Уральской нефтеносной провинции показывает, что последним принадлежит большая роль в аккумуляции нефти и газа. При этом обращает на себя внимание повсеместный характер нефтегазоносности описанного карбонатного разреза. Нефтегазопроявления встречены практически во всех его подразделениях. Даже в доманиковском горизонте, отложения которого издавна относились к малоперспективным в связи со значительной глинистостью

и отсутствием поровых коллекторов, в последние годы при более тщательном опосковании были открыты промышленные залежи нефти.

В значительной мере повсеместный характер нефтегазоносности карбонатных отложений обусловлен многообразием структуры порового пространства пород-коллекторов. В продуктивных горизонтах большинства месторождений, сложенных известняками и доломитами, одновременно присутствуют поровые, каверново-поровые, порово-трещинные и трещинные коллекторы. В формировании емкости карбонатного коллектора принимает большое участие вторичная пористость, обусловленная главным образом палеокарстовыми процессами.

К факторам, определяющим широкое распространение нефтегазоносности в карбонатных отложениях, помимо многообразия типов коллекторов следует отнести также наличие в карбонатном разрезе нескольких видов ловушек нефти и газа. Выделяются тектонические и седиментационные типы структур. Известны также промежуточные структуры, обладающие генетическими особенностями названных двух типов.

Седиментационные структуры развиты в основном в районах Камско-Кинельской системы прогибов, тектонические — больше тяготеют к крупным сводам — Пермско-Башкирскому, Татарскому, а также Бузулукской впадине, Предуральскому прогибу и Бирской седловине. Обычно залежи нефти и газа в карбонатных отложениях сформированы в органогенных постройках или осадочных толщах, их облекающих. Приуроченность залежей нефти и газа к седиментационным структурам, свойственным только карбонатному разрезу, выгодно отличает последний от терригенного и, как уже отмечалось, является одним из факторов повсеместной нефтегазоносности карбонатных отложений.

Анализ нефтегазоносности карбонатного разреза выявил некоторые общие особенности в размещении залежей нефти и газа, которые сохраняются в различных частях описываемого региона. К таким особенностям в первую очередь следует отнести преимущественную приуроченность залежей к кровельным частям НГКК. Скопления УВ формируются и в других частях карбонатных массивов, однако по величине запасов они значительно уступают верхним залежам.

Верхние НГКК отличаются от нижних большим газонасыщением, они часто содержат преимущественно газовые и газоконденсатные залежи. Такая особенность объясняется как условиями миграции УВ, так и более надежными изолирующими свойствами верхних литологических экранов, сложенных обычно каменной солью.

В размещении залежей нефти и газа в карбонатных отложениях установлена преобладающая роль региональных литологических экранов. Фактические материалы по отдельным комплексам свидетельствуют об изменении условий их нефтегазоносности при смене фациального облика флюидоупоров. В случае наличия в толще осадочных образований мощных пачек солей или глин в вы-

шележащих комплексах залежи нефти и газа, как правило, отсутствуют.

Величина запасов нефти и газа, сформированных в карбонатном разрезе залежей, в значительной мере зависит от числа выделенных в таком разрезе региональных литологических экранов. Так, например, в центральных районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, где в девонских, каменноугольных и нижнепермских отложениях выделяется несколько глинисто-мергелистых регионально выдержанных пачек, УВ распределяются по пяти НГКК.

В случае отсутствия в карбонатной толще большого числа непроницаемых прослоев УВ, мигрируя вверх по разрезу, не разделяются между несколькими продуктивными комплексами, а скапливаются под одним-двумя экранами. Характерным в этом отношении является карбонатный массив Оренбургского месторождения

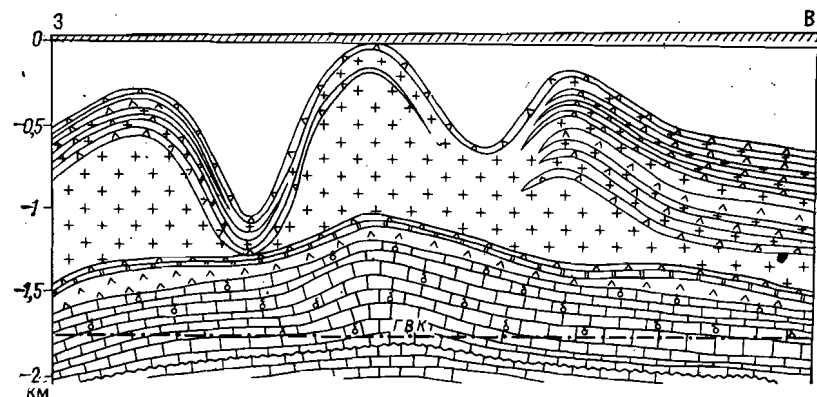


Рис. 12. Геологический разрез Оренбургского газоконденсатного месторождения

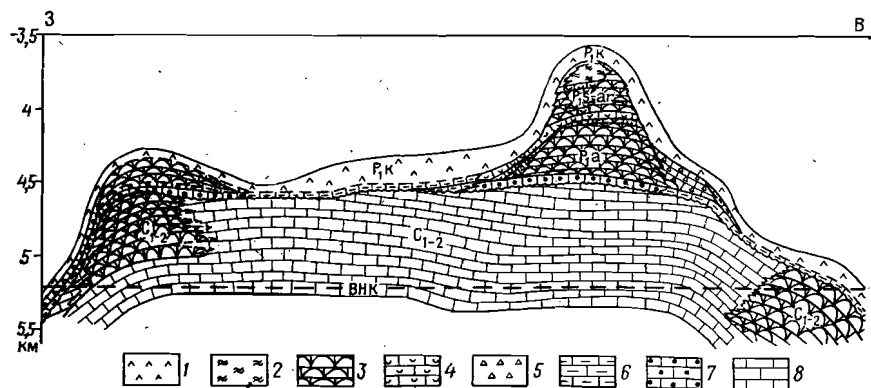


Рис. 13. Геологический разрез продуктивной толщи Карачаганакского месторождения (составлен автором по материалам НВНИИГГ, 1983 г.):

1 — сульфатно-карбонатные отложения; 2 — водорослевые биогермы; фацин: 3 — рифогенные, 4 — внутреннего склона рифа, 5 — внешнего склона рифа, 6 — некомпенсированной седиментации, 7 — средней зоны шельфа, 8 — мелководные волюприбойные

ния, который перекрывается мощной соленосной толщей кунгурского яруса и не содержит непроницаемых пород (рис. 12). Несомненно, эта особенность способствовала заполнению газом до замка крупной ловушки Оренбургского вала и образованию в пермско-каменноугольных известняках высокоамплитудной газовой залежи.

Близко по строению к Оренбургскому месторождению открытое в пределах внутренней бортовой зоны Прикаспийской синеклизы Карачаганакское месторождение. Здесь газонефтяная залежь выявлена в карбонатном резервуаре каменноугольных отложений, цоколь которого по периферии осложнен двумя нижнепермскими рифовыми массивами, содержащими газоконденсатные залежи (рис. 13).

III.1.2. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция

В тектоническом отношении Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция включает краевую северо-восточную часть Восточно-Европейской платформы, Предуральский краевой прогиб и западный склон Горного Урала. Основными структурными элементами платформенной части провинции являются Тиманская антеклиза и Печорская синеклиза (рис. 14). Тиманская антеклиза представляет собой крупную положительную структуру, состоящую из серии кулисообразно расположенных корбчатых поднятий платформенного типа. В осадочных образованиях Печорской синеклизы выделяются следующие основные тектонические элементы: Печоро-Кожвинский и Колвинский мегавалы, Ижма-Печорская, Денисовская и Хорейверская впадины. Морфологической особенностью положительных структур бассейна является их линейный характер в отличие от практически изометричных сводов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Предуральский краевой прогиб осложняет восточный склон Печорской синеклизы и распадается на впадины, разделенные поперечными поднятиями: Коротайхинскую, Косью-Рогвскую, Большесынинскую и Верхнепечорскую.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции ведутся уже длительное время, добыча нефти и газа начата в промышленных масштабах в начале 30-х годов (Чибьюское и Седьпольское месторождения). Однако основные объемы геологоразведочных работ здесь были выполнены в 70-е годы, когда геофизические исследования и глубокое бурение помимо южных и центральных частей региона стали проводиться и в его северной части. Именно в это время был получен большой материал о нефтегазоносности карбонатных отложений палеозоя, что дает основание сопоставить эту провинцию с Волго-Уральской.

Геологическое строение Тимано-Печорской провинции детально описано многими исследователями (Б. Я. Вассерман, Н. Д. Матвиевская, Н. И. Литвиненко и др.).

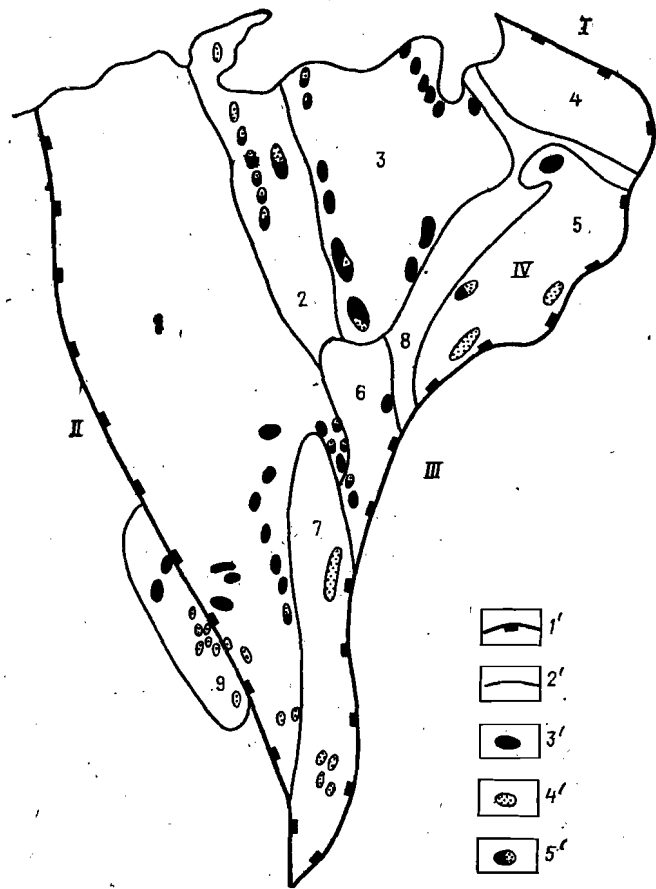


Рис. 14. Структурно-тектоническая схема Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (по Н. Д. Матвиевской, 1981 г., с упрощением).

Границы: 1' — нефтегазоносной провинции; 2' — тектонических элементов; месторождения: 3' — нефтяные, 4' — газовые и газоконденсатные, 5' — нефтегазовые и газонефтяные. Крупнейшие тектонические элементы: I — Пай-Хойский антиклинарий, II — Тиманский кряж, III — Уральская складчатая система, IV — Предуральский краевой прогиб. Крупные тектонические элементы. Впадины: 1 — Ижма-Печорская, 3 — Хорейвер-Мореюская, 4 — Коротанхинская, 5 — Косью-Роговская, 6 — Большесытинская, 7 — Верхнепечорская; 2 — Печоро-Колвинский авлакоген; 8 — гряда Чернышева; 9 — Восточно-Тиманский мегавал

В осадочном чехле провинции карбонатные породы пользуются широким распространением практически во всех подразделениях палеозоя.

Наиболее древней является нижнепалеозойская карбонатная толща ордовикско-силурийского возраста. Ордовикские отложения наибольшим распространением пользуются в Хорейверской впадине. Здесь на Баганской и Среднемакарихинской площадях в верхней части ордовика вскрыта пачка карбонатных пород мощностью 100—130 м, представленных в нижней части доломитами с прослоями песчаников. Непосредственно на доломитах залегают фауни-

стически охарактеризованные известняки, среди которых в восточной части региона встречаются органогенные породы.

Отложения *силура* широко распространены на территории провинции. Наиболее полный их разрез вскрыт на Возейском месторождении. Здесь выделяются ландоверийский, венлокский и лудловский ярусы, сложенные доломитами и ангидритами, которые в верхней части замещаются сильно выщелоченными и кавернозными доломитами с прослоями ангидритов. Суммарная мощность карбонатных отложений *силура* достигает 1300—1500 м. В северо-восточных районах провинции в их верхней части появляются рифогенные известняки.

Отложения *девона* Тимано-Печорской провинции уверенно коррелируются с одновозрастными разрезами Волго-Уральского региона. Залегающие в основании породы нижнего девона сложены двумя мощными пачками. Нижняя пачка, преимущественно карбонатная, состоит из известняков, часто рифогенных, а также карбонатно-глинистых сланцев. Верхняя пачка представлена глинистыми и алевроито-глинистыми сланцами, характеризуется региональным распространением и благодаря большой мощности играет роль надежного экрана для тех залежей нефти и газа, которые сформировались в карбонатных ордовикско-силурийских отложениях.

Породы среднего девона распространены неравномерно, их максимальная мощность установлена в древних прогибах, унаследованных с протерозойского времени, в пределах выступов фундамента мощность существенно сокращается. Среди терригенных пород эйфельского и живетского ярусов встречаются отдельные маломощные прослои известняков и доломитов.

Верхнедевонские отложения характеризуются преобладанием в разрезе карбонатных пород, слагающих верхнюю часть нижнефранского подъяруса, верхнефранский подъярус и фаменский ярус, суммарная мощность которых достигает 1500—2000 м. Для них характерен больший по сравнению с Волго-Уральской провинцией удельный вес биогермных известняков и доломитов. Важной особенностью разреза является также обогащение его глинисто-мергелистым материалом, что создает благоприятные условия для консервации сформировавшихся здесь залежей нефти и газа. Саргаевский и семилукский горизонты нижнефранского подъяруса представлены в основном своеобразными отложениями доманиковой фации — битуминозными кремнисто-глинистыми известняками с прослоями глинистых сланцев. Верхнефранский подъярус включает бурежский горизонт, сирочойскую и ухтинскую свиты и представлен в основном чередованием известняков и мергелей, в западной и центральной частях региона преобладают органогенные, в том числе биогермные, карбонатные породы. Слагающие фаменский ярус отложения задонско-елецкого и данково-лебянского горизонтов представлены преимущественно известняками и доломитами с редкими прослоями органогенно-обломочных доломитизированных известняков.

Каменноугольные образования широко распространены в регионе и представлены всеми тремя отделами. Однако в отличие от девонской в каменноугольной толще удельный вес карбонатных пород значительно меньше. Так, например, мощность турнейского яруса, на большей части района сложенного известняками, не превышает 100—150 м. Визейский ярус в нижней части сложен терригенными породами — глинами, песчаниками и алевролитами, в верхней — доломитами и доломитизированными известняками с прослоями загипсованных известняков и доломитов и почти повсеместно перекрывается доломитами, кавернозными и органогенными известняками башкирского яруса, мощность которых достигает 100 м. Московский ярус почти на всей территории региона сложен детритовыми, нередко оолитовыми известняками с редкими прослоями глин и мергелей. В восточном направлении увеличение суммарной мощности карбонатных пород происходит за счет сокращения числа прослоев терригенных разностей. Верхнекаменноугольные образования по литологии практически не отличаются от ранее описанного карбонатного разреза московского яруса и представлены известняками, в том числе рифогенными.

Отложения *пермской* системы в регионе представлены обоими отделами. Ассельский и сакмарский ярусы сложены преимущественно органогенно-обломочными известняками, переходящими в западной части провинции в рифовые разности. Образования артинского яруса сохранились лишь в восточной части региона, это в основном терригенные породы. Кунгурский ярус представлен чередованием ангидритов и глинисто-карбонатных пород, причем роль терригенных разностей в верхней части яруса увеличивается. Такое сочетание терригенных и сульфатных пород создает благоприятные условия для экранирования сформировавшихся в нижележащей карбонатной толще залежей нефти и газа.

Верхнепермские и перекрывающие их *мезозойские отложения* (терригенные породы с преобладанием глин и алевролитов) венчают разрез осадочных образований Тимано-Печорской провинции.

Кристаллическое основание провинции имеет гетерогенный возраст, в его теле выделено три крупных неоднородных по вещественному составу блока, разделенных глубинными разломами (Притиманский, Камино-Тиманский и Большеземельский). Геолого-геофизические материалы указывают на дислоцированный характер поверхности фундамента в отличие от остальной территории Восточно-Европейской платформы. Помимо упомянутых блоков в фундаменте выделяются структуры меньшего масштаба, которые вместе с перекрывающими их осадочными образованиями ограничиваются различного рода тектоническими нарушениями. Так, например, выделенным в разрезе палеозойских образований Лайскому валу, Колвинскому мегавалу в теле фундамента отвечают одноименные региональные зоны разломов.

История геологического развития Тимано-Печорской нефтегазонасыщенной провинции была благоприятна для формирования мощных карбонатных толщ [34]. С одной стороны, этому способствовала

значительная дислоцированность кристаллического фундамента и непосредственно перекрывающих его отложений, обусловившая накопление мелководно-морских (карбонатных) и лагунных типов осадков, с другой стороны, наличие большого числа седиментационно-тектонических палеовпадин, возникших вследствие разновременной компенсации бассейна, привело к рифообразованию на их бортах и развитию облекающих рифы седиментационных структур.

Активные тектонические движения при формировании осадочной толщи благоприятно влияли на структурные особенности карбонатных пород. В результате интенсивного возмущения отдельных районов провинции денудации подвергались значительные территории. Поскольку здесь ранее образовались разновозрастные мощные толщи карбонатных пород, неоднократные процессы регрессии приводили к активному их выщелачиванию, карстообразованию и формированию в карбонатном разрезе участков развития улучшенных коллекторов.

Известные в настоящее время залежи нефти и газа в карбонатных отложениях региона приурочены ко всем стратиграфическим подразделениям палеозоя, а также залегающим в верхней части осадочной толщи отложениям триаса. Продуктивные карбонатные пласты группируются в НГКК, каждый из которых характеризуется определенным стратиграфическим объемом, общностью геологического развития, наличием единых литологических экранов и в определенной мере закономерным распределением нефтегазонасыщенности.

Нефтегазонасыщенные карбонатные комплексы

В осадочном чехле Тимано-Печорской нефтегазонасыщенной провинции представляется возможным выделить несколько НГКК, которые характеризуются региональным распространением и прослежены практически на всей территории региона (табл. 2).

Ордовикско-нижнедевонский НГКК сложен известняками, доломитами и распространен преимущественно в пределах Колвинского мегавала и Хорейверской впадины (рис. 15). В восточных районах в ордовикских отложениях установлено наличие рифогенных построек. Экранируют НГКК несогласно перекрывающие его глины кыновского и саргаевского горизонтов верхнего девона.

Нефтегазонасыщенность комплекса установлена в центральных и восточных районах провинции. Первые промышленные притоки нефти и газа из карбонатов силура были получены соответственно на Западно-Тэбукском и Нижнеомринском месторождениях. Позже промышленные притоки нефти из верхнеордовикских и силурийских отложений были получены на Возейском и Усинском месторождениях, нефтегазонасыщенность силурийских отложений отмечена на Усино-Кушорской, Баганской, Салюкинской и Харягинской площадях. Наиболее значительные результаты при опробовании верхнеордовикских и силурийских известняков получены на Среднемакарихинской площади, где в НГКК открыты две нефтяные залежи:

Нефтегазоносные карбонатные комплексы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Название НГКК		Территория распространения	Возраст и литология экраняющих толщ	Возраст слагающих пород	Мощность комплекса, м	Доля карбонатов в НГКК (%)
региональные	зональные					
Каменноугольно-нижнепермский	Ижма-Печорская, Денисовская впадины, Предуральский прогиб	Ижма-Печорская, Денисовская впадины, Предуральский прогиб	Глинисто-сульфатная толща, P ₁	C ₃ b—m, P ₁ a—s—ag	До 1400	80—95
	Окско-серпуховский					
Франско-фаменский*	Колвинский, Печоро-Кожвинский мегавалы, Ижма-Печорская впадина, Предуральский прогиб, Варандей-Адзвинская зона	Колвинский, Печоро-Кожвинский мегавалы, Ижма-Печорская впадина, Предуральский прогиб, Варандей-Адзвинская зона	Глинистая толща, (C ₁ t—v)	D ₃ f—fm	500—800	85—90
	Ордовикско-нижнедевонский					

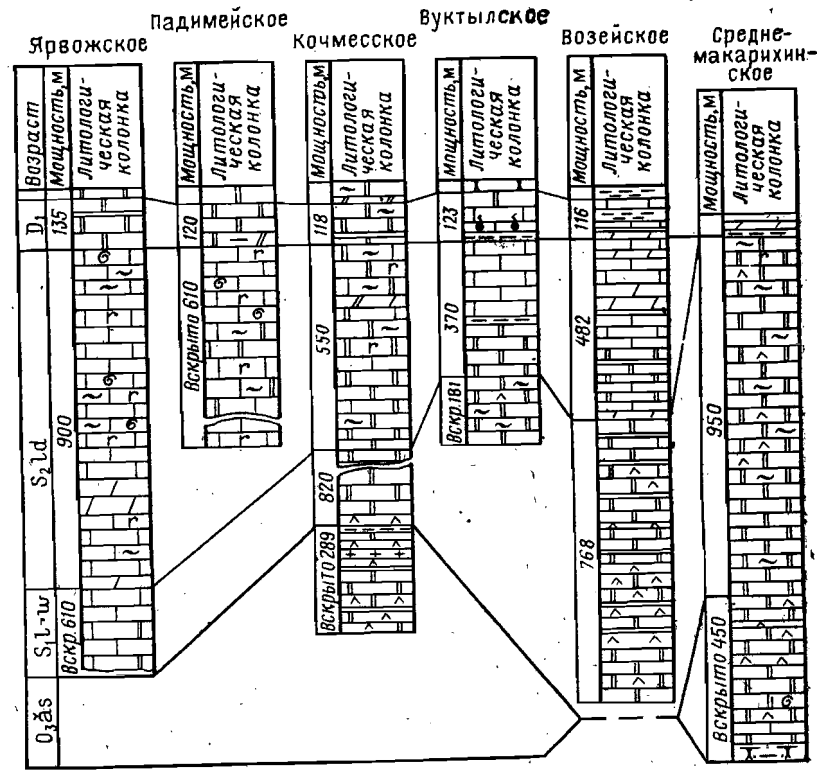
* Продуктивные горизонты Ф₀, Ф₁—6.

Рис. 15. Сопоставление разрезов ордовикско-нижнедевонского карбонатного НГКК месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

нижняя — в породах верхнего ордовика и нижнего силура (при опробовании получен фонтанный приток нефти дебитом до 330 т/сут), верхняя — в пористых, иногда кавернозных известняках и доломитах верхнего силура (залежь массивная, этаж нефтеносности 120 м, дебит нефти до 435 т/сут).

В 1981 г. притоки нефти из описываемого НГКК получены в пределах Варандей-Адзвинской структурной зоны (восточная часть Хорейверской впадины) на Северо-Сарембойской и Сарембойской площадях. На первой из них этаж нефтеносности составляет около 340 м.

Установление промышленной нефтеносности ордовикско-нижнедевонского НГКК в описываемом районе имеет большое научно-практическое значение, поскольку оно расширяет масштабы нефтеносности карбонатных толщ древних платформ, подтверждает повсеместный характер нефтегазонасыщенности палеозойских карбонатных отложений и ориентирует производственные и научно-исследовательские организации на более тщательное изучение карбонатного разреза.

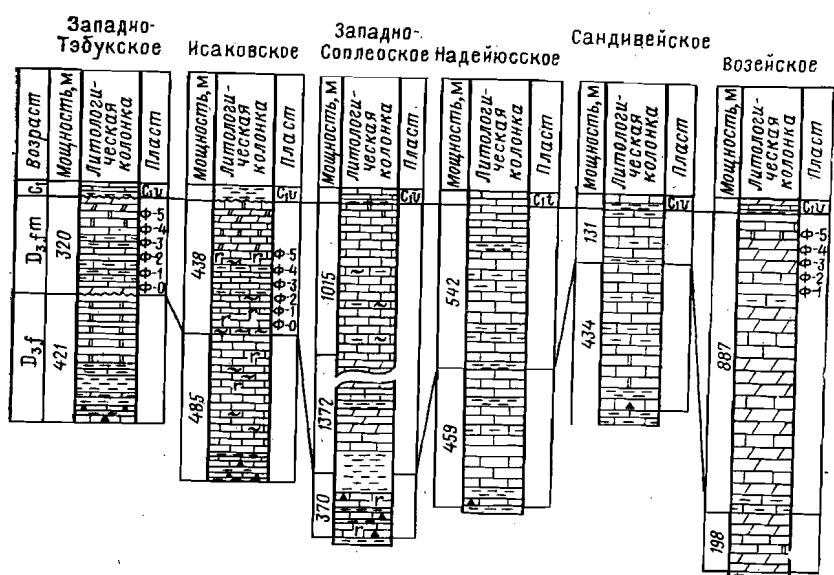


Рис. 16. Сопоставление разрезов верхнедевонских карбонатных отложений месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Нефтепроизводящие свойства карбонатных пород ордовикско-нижнедевонского НГКК детально изучались Л. А. Анищенко и С. А. Данилевским. По их материалам восстановительные условия осадконакопления в силурийско-нижнедевонское время на большей части Тимано-Печорской провинции благоприятствовали сохранению и последующему преобразованию ОВ в карбонатных породах. Содержание ОВ изменяется в широких пределах как по площади, так и по разрезу. Наибольшая концентрация ОВ установлена в пределах Колвинского мегавала и Ижма-Печорской впадины (1,3—2 %) с повышенным его количеством в карбонатных породах лудловского яруса и нижнего девона.

По распределению в разрезе и по площади ОВ, хлороформного битумоида А и изменению их концентрации на территории провинции выделены зоны генерации различных УВ. Область генерации газообразных УВ установлена в пределах Предуральяского прогиба и центральной части Печоро-Колвинского авлакогена. Здесь распространены остаточные битумоиды с пониженным содержанием ОВ (0,1—1 %) и ХБА (0,007—0,02 %). Области генерации УВ преимущественно нефтяного ряда выделяются в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции и на юго-востоке Ижма-Печорской впадины. Здесь карбонатные породы характеризуются высокой концентрацией ХБА (1,3—1,8 %), доля УВ в последних достигает 50 %.

Залегающий выше франско-фаменский НГКК сложен известняками и доломитами (рис. 16) и экранируется регионально вы-

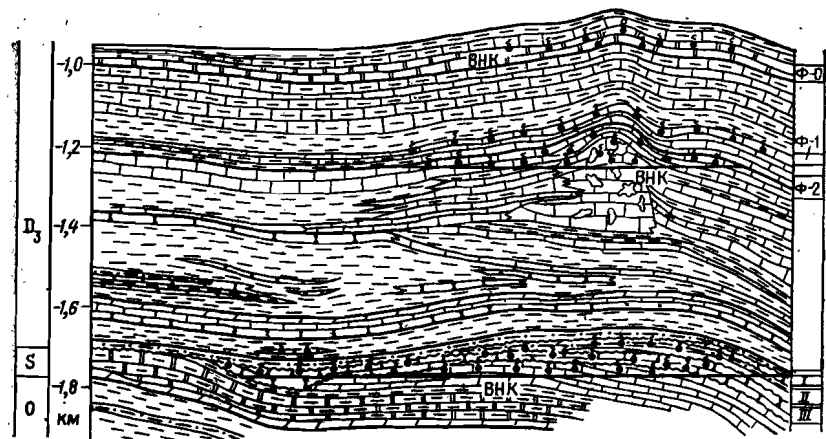


Рис. 17. Продольный геологический разрез Западно-Тэбукского месторождения

держанными глинистыми отложениями турнейско-визейского возраста суммарной мощностью до 350—400 м.

Нефтеносность девонских карбонатных отложений изучена неравномерно. Наименее освещена продуктивность нижнефранского подъяруса. Залегающий в его основании доманиковый горизонт в центральной части провинции сложен органогенными известняками с повышенным содержанием глинисто-битуминозного материала. Промышленные запасы нефти установлены лишь в последнее время. На Верхнегрубешорском месторождении при опробовании известняков доманикового горизонта в нескольких скважинах были получены притоки легкой, слабосернистой нефти дебитом до 17 м³/сут. В отдельных скважинах выявлено нефтенасыщение карбонатных пород доманикового возраста на Пашнинском, Усинском, Возейском месторождениях. Во всех перечисленных случаях скопления нефти приурочены к участкам литологического экранирования трещинно-кавернозных пород глинистыми доломитами и известняками.

Несколько лучше изучена нефтегазоносность верхнефранских отложений, для которых на нескольких площадях установлено резкое увеличение мощности карбонатных пород и появление рифогенных образований. При их опробовании на Пашшорской площади получен фонтанный приток нефти дебитом до 400 м³/сут. Залежь нефти экранируется глинистыми плотными известняками верхней части подъяруса.

На Западно-Тэбукском месторождении карбонатный массив в сводовой части структуры сложен рифогенными образованиями (рис. 17). К своду поднятия приурочена зона развития древнего карста, установленная по поглощениям бурового раствора и провалам бурового инструмента. При испытании зоны карста в отдельных скважинах получены притоки нефти дебитом до 600 т/сут.

Нефтяная залежь экранируется регионально выдержанной глинисто-мергельной пачкой фаменского яруса мощностью 10—15 м. Склоны рифа контактируют непосредственно с депрессионными пелитоморфными известняками и глинами.

В 1978 г. установлена промышленная нефтеносность рифогенных образований верхнефранского возраста на Херьягинском месторождении, которое в отличие от Пашшорского и Западно-Тэбукского, расположенных в пределах депрессий осадочного чехла, приурочено к присводовой части Колвинского мегавала. При опробовании рифогенных образований на Херьягинском месторождении получен фонтан нефти дебитом свыше 450 т/сут. Продуктивные отложения сложены высокопористыми биогермными известняками с большим этажом нефтеносности.

Отложения фаменского яруса характеризуются региональной нефтегазонасностью. В них выделяется до пяти пористых нефтенасыщенных пластов, чередующихся с глинистыми карбонатными прослоями, выполняющими роль литологических экранов для нижележащих проницаемых пачек. Наиболее распространенные типы коллектора — поровый и порово-трещинный. Однако на некоторых месторождениях в верхней части карбонатного разреза встречаются каверны и отдельные карстовые полости, образовавшиеся при выщелачивании пород. Первоначально промышленная нефтеносность фаменских отложений была установлена в южной части региона (Западно-Тэбукское, Северо-Савиноборское, Пашинское и другие месторождения). Однако в последние годы наличие залежей нефти в этой толще установлено и в северных районах — на Лабанганской, Возейской и Таравейской площадях.

Почти во всех перечисленных случаях формирование положительных ловушек в фаменских отложениях обусловлено структурообразующим воздействием нижележащих верхнефранских рифов. Очевидно, это обстоятельство может быть использовано в качестве поискового признака при разведке верхнефранских рифогенных образований. При наличии в фаменских отложениях положительных структур необходимо изучать и нижележащие франские карбонатные толщи, в которых в этом случае могут существовать поднятия типа биогерм.

Карбонатный разрез франско-фаменского комплекса отличается повышенным содержанием ОВ. Наибольшие его концентрации установлены в кремнисто-битуминозных известняках доманикового горизонта (до 2,4 %) и верхнефранских рифогенных образованиях (1,6—1,8 %). В связи с высоким содержанием ОВ битуминозные карбонатные породы доманикового типа многими исследователями относятся к регионально продуцирующим. Очевидно, образованные в этих отложениях УВ мигрируют в верхние интервалы осадочного чехла и вместе с сингенетическими УВ участвуют в формировании залежей нефти и газа.

Концентрация ОВ в девонских отложениях меняется по площади. Наиболее высокое его содержание установлено в центральных погруженных частях Предуральского прогиба и в Денисов-

ской впадине и территориально совпадает с максимальными мощностями доманиковых кремнисто-битуминозных известняков и областью развития рифогенных образований. Распределение в этих отложениях ОВ и ХБА свидетельствует о глубокой преобразованности последних в пределах погруженных частей депрессий и позволяет отнести эти территории к главным очагам нефтеобразования.

Залегающая на верхнедевонских отложениях каменноугольная толща многими исследователями [19] относится к *визейскому нефтегазонасному комплексу*, сложенному в основном средневизейскими песчано-глинистыми отложениями, промышленная нефтеносность которого установлена на площадях Печоро-Кожвинского мегавала. Однако в последнее время в визейских отложениях помимо терригенных пластов нефтенасыщение установлено в порово-кавернозных карбонатных породах окского и серпуховского надгоризонтов. В этих отложениях, экранируемых сульфатно-карбонатными породами верхней части визейского яруса, залежи легкой нефти и газа выявлены на Южно-Шапкином, Усинском и других месторождениях Колвинского и Шапкино-Юрьяхинского валов.

Оско-серпуховские отложения чаще всего продуктивны в том случае, если они объединены с вышележащими карбонатными породами в пределах единой залежи, например залежи нефти Усинского и газа Вуктылского месторождений. На основании этого возникло представление о подчиненном характере нефтегазонасности визейской карбонатной толщи. Однако этому противоречат результаты работ на Южно-Шапкином газонефтяном месторождении (рис. 18). Здесь в карбонатной толще каменноугольно-нижнепермского возраста, залегающей под непроницаемыми глинисто-мергельными отложениями кунгурского яруса, выявлено пять гидродинамически разобщенных залежей нефти и газа. Залежь I приурочена к известнякам серпуховского-надгоризонта и контролируется 100-метровой пачкой сильноглинистых карбонатных пород. При испытании известняков получен приток нефти дебитом 30 т/сут. Залежь I изолирована от вышележащих залежей нефти и газа и имеет самостоятельное значение, на что указывают их различное пластовое давление и положение ВНК. Самостоятельный характер нефтегазонасности серпуховских отложений подтверждается и результатами опробования этого комплекса осадков в пределах отдельных площадей вала Сорокина. Здесь под глинистыми карбонатами окского надгоризонта в серпуховских известняках выявлена автономная нефтяная залежь.

Карбонатные породы в интервале от среднего карбона до нижней перми объединены в *каменноугольно-нижнепермский НГКК* (рис. 19). Основанием для такого объединения послужило отсутствие в этой толще региональных флюидоупоров, которые могли бы расчленить ее на более мелкие комплексы, как это имеет место в разрезе среднекаменноугольных образований Волго-Уральской провинции, где вследствие экранирующего эффекта верейской

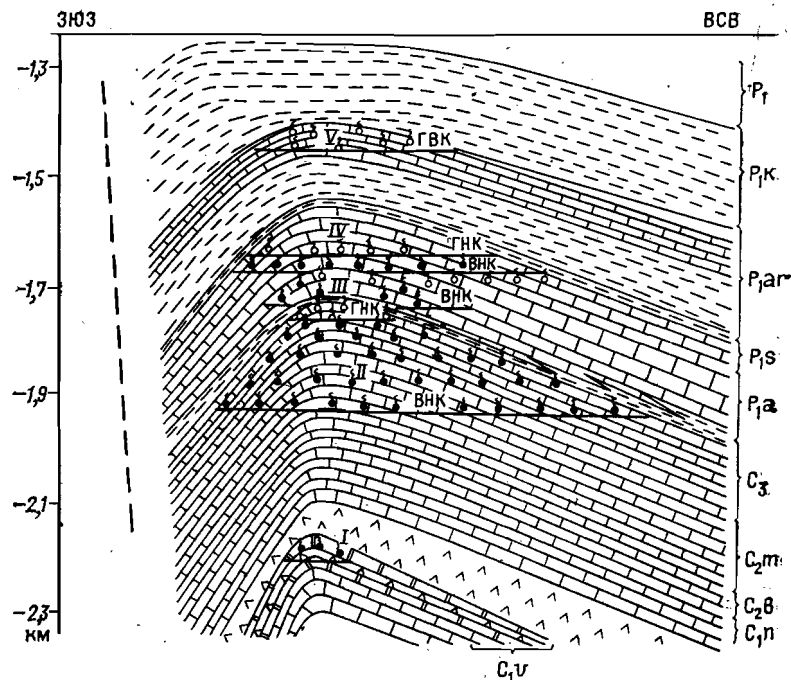


Рис. 18. Поперечный геологический разрез Южно-Шапкинского месторождения:

I—V — залежи нефти или газа

глинистой пачки обособливается башкирско-намюрский НГКК. Однако в отдельных районах Тимано-Печорской провинции также возможна локализация в верхней части визейского яруса и подошве среднего карбона самостоятельного карбонатного комплекса. Косвенно на это указывает появление в верейском горизонте в пределах Печорского Приуралья песчано-глинистых пород. Глинистые отложения в разрезе, сопоставимом с верейским горизонтом, появляются также в юго-восточной части Печорской впадины.

Промышленная газонефтеносность карбонатных отложений каменноугольно-нижнепермского НГКК установлена в юго-восточной части Ижма-Печорской впадины, в южной части Хорейверской впадины, в Верхнепечорской и Денисовской впадинах. Наиболее известны залежи нефти Усинского и газа Вуктыльского месторождений. На первом разведана массивная залежь тяжелой, беспарафинистой нефти. Характерной особенностью продуктивного резервуара является неоднородность физико-коллекторских параметров нефтенасыщенных пород, что объясняется изменением структуры пород в основном вследствие древнего карстообразования. На Вуктыльском месторождении продуктивный разрез основной залежи представлен мощной толщей известняков и долами-

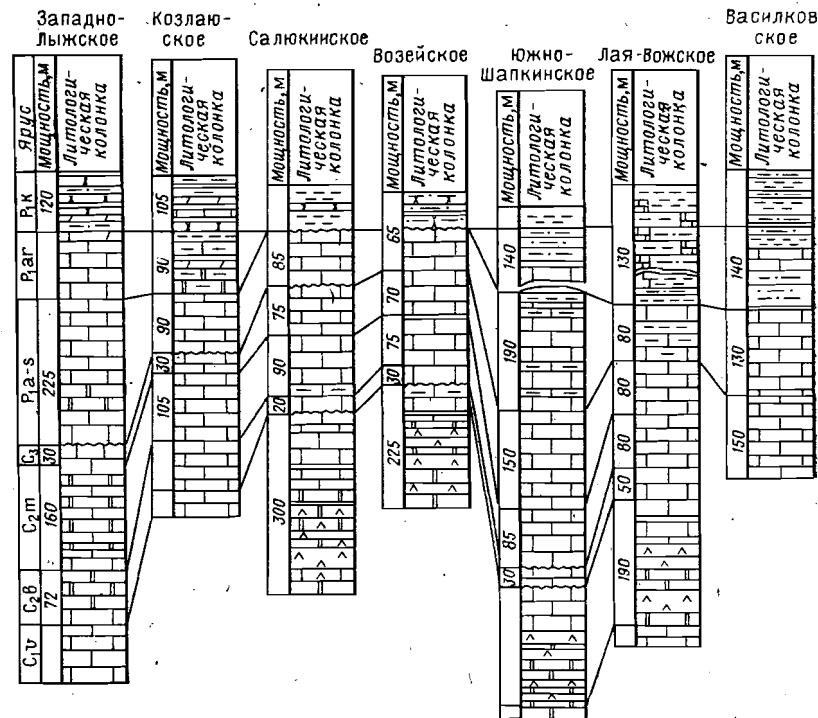


Рис. 19. Сопоставление разрезов каменноугольно-нижнепермского НГКК месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

тов, которые в верхней части фациально замещаются трещиноватыми аргиллитами и мергелями верхнеартинского возраста.

Каменноугольно-нижнепермские карбонатные отложения характеризуются сравнительно высокой концентрацией ОВ, достигающей 1—1,2% (Ижма-Печорская, Денисовская, Хорейверская впадины, Варандей-Адзвинская структурная зона). Анализ распределения по площади ОВ и его катагенетической преобразованности показывает, что в Предуральском прогибе, где существовали оптимальные условия для генерации УВ, содержание ОВ уменьшено; здесь в карбонатных породах распространены главным образом преобразованные битумоиды. Эти данные убедительно свидетельствуют о большой роли ОВ карбонатных пород в генерации УВ и формировании залежей нефти и газа.

Описываемый НГКК экранируется мощной нижнепермской глинисто-сульфатной толщей, играющей роль регионального флюидоупора. Однако на отдельных месторождениях Ижма-Печорской впадины и Печоро-Кожвинского мегавала в связи с локальной литологической невыдержанностью глин их герметизирующее действие существенно ослабляется. Наглядным примером служит Усинское нефтяное месторождение, где нижнепермский глинистый эк-

гран разуплотнен в связи с наличием в нём стратиграфических несогласий. Из-за снижения надежности регионального экрана нефти каменноугольно-нижнепермского НГКК дегазированы, имеют высокую плотность, а в залегающих над экраном верхнепермских отложениях сформирована небольшая залежь тяжелой нефти. При этом обращает на себя внимание сходство нефтей обеих залежей.

Размещение залежей нефти и газа в нефтегазоносных карбонатных комплексах

Анализ нефтегазоносности карбонатных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции показывает, что по многим особенностям формирования и размещения залежей нефти и газа в НГКК этот регион сходен с Волго-Уральской нефтегазоносной провинцией.

В Тимано-Печорской провинции также повсеместно установлены нефтегазопроявления в карбонатных отложениях. Крупные НГКК, характеризующиеся определенным стратиграфическим объемом, общностью геологического развития и закономерным распределением нефтегазоносности, контролируются регионально выдержанными литологическими экранами. Как правило, наиболее емкие и высокоамплитудные залежи нефти и газа располагаются непосредственно в прикровельных частях НГКК. К таким залежам относятся газоконденсатные залежи Вуктылского, Лая-Вожского месторождений, нефтяные залежи Усинского, Возейского, Ванейвисского и других месторождений. Во всех перечисленных случаях скопления УВ сформированы в верхней части карбонатного разреза непосредственно под региональными литологическими экранами, сложенными глинистыми или сульфатно-галогенными породами. Менее значительны залежи нефти, образовавшиеся вследствие экранирующего действия глинистых карбонатных пород в остальных частях НГКК, например залежи в серпуховских и среднекаменноугольных отложениях Южно-Шапкинское месторождения.

Карбонатный разрез Тимано-Печорской провинции отличается расширением стратиграфического диапазона нефтегазоносности. Если в Урало-Поволжье наиболее древним является верхнедевонско-турнейский НГКК, то в рассматриваемом регионе установлена промышленная нефтеносность ордовикско-силурийских отложений. Для этого карбонатного комплекса, несмотря на его слабую изученность, характерно распространение преимущественно в тех районах провинции, где полностью отсутствуют или сокращены по мощности девонские терригенные образования, с которыми связаны запасы нефти провинции. В начале 70-х годов после установления на ряде площадей Хорейверской впадины уменьшения мощности девонских отложений и выпадения из разреза песчаных пластов живетского яруса многие исследователи этот район отнесли к малоперспективным. Однако установление впоследст-

вии на Среднемакарихинской, Баганской, Сандивейской и других площадях промышленной нефтегазоносности более древних карбонатных ордовикско-силурийских пород позволило изменить оценку перспектив Хорейверской впадины в положительную сторону. Следовательно, наиболее древний НГКК можно рассматривать как толщу, восполняющую девонский терригенный разрез в районах сокращения последнего.

Для карбонатных комплексов Тимано-Печорской провинции, так же как и в Урало-Поволжье, характерно увеличение вверх по разрезу числа газовых залежей. Так, в ордовикско-силурийском НГКК распространены легкие недонасыщенные газом нефти, в верхнедевонской карбонатной толще — легкие нефти с большим содержанием газобензиновых фракций. Окско-серпуховский НГКК также содержит легкие нефти, однако, в нем появляются отдельные небольшие газовые залежи, являющиеся своеобразными газовыми шапками нефтяных залежей. Для каменноугольно-нижнепермского НГКК характерно преимущественное газонасыщение, а на тех участках, где карбонаты заключают нефтяные залежи, нефти имеют небольшую плотность и их давление насыщения равно пластовому. При этом наиболее значительные залежи газа сформированы непосредственно под верхними региональными экранами артинско-кунгурского возраста, сложенными высокопластичными глинистыми и сульфатными породами.

Масштабы нефтегазоносности НГКК в значительной мере определяются мощностью и литологическими свойствами региональных экранов. Там, где последние сложены глинистыми или эвапоритовыми породами, концентрируются значительные залежи нефти и газа (Вуктылское, Лая-Вожское и другие месторождения). Однако на участках, где высокопластичные породы фациально замещаются более проницаемыми разностями или вообще выпадают из разреза, в нижележащих карбонатных отложениях залежи нефти и газа отсутствуют или обнаруживают явные признаки дегазации. Так, на Усинском нефтяном месторождении фациальное замещение кунгурских глинистых отложений более проницаемыми породами ухудшило изолирующие свойства регионального кунгурского экрана, что явилось основной причиной дегазации нефти в нижележащей артинской залежи. В то же время на соседнем Возейском месторождении, где литологический и фациальный облик кунгурских глин сохранился без изменений, нефти нижнепермской залежи характеризуются небольшой плотностью и высоким газовым фактором.

При анализе нефтегазоносности карбонатных отложений Тимано-Печорской провинции обращает на себя внимание сравнительно большое число довольно значительных залежей нефти и газа в них. Помимо обычных факторов (размеры и объем ловушек, мощность продуктивных отложений и т. д.) такую особенность карбонатного разреза мы склонны объяснить еще и наличием небольшого числа литологических экранов. На значительной части провинции верейский горизонт сложен проницаемыми кар-

бонатными породами или частично размыт. В связи с уменьшением в карбонатном разрезе числа региональных экранов мигрирующие вверх УВ не разделяются между несколькими продуктивными комплексами, а скапливаются под сульфатно-глинистыми отложениями кунгурского яруса.

Важной особенностью карбонатного разреза Тимано-Печорской провинции является широкое распространение в палеозойской толще (от верхнего франа до нижней перми включительно) рифогенных образований. Рифогенные массивы, известные в Верхнепечорской, Денисовской и Хорейверской впадинах, характеризуются большими этажами нефтеносности, высокими коллекторскими свойствами, обеспечивающими высокодебитные притоки нефти. Рифогенные постройки не только образуют самостоятельные положительные структурные элементы, но и влияют на морфологию более молодых отложений. В непосредственно перекрывающих рифы толщах часто образуются структуры облекания, в которых также встречаются нефтяные залежи.

II.2. АФРИКАНО-АРАВИЙСКАЯ ПЛАТФОРМА

Африкано-Аравийская платформа по занимаемой площади крупнейшая древняя платформа мира. Ее особенностью является большая площадь выходов на дневную поверхность докембрийского фундамента, значительно превышающая территорию распространения осадочных образований. Области развития фундамента разделяются обширными внутриплатформенными впадинами, из которых наиболее крупные это синеклизы Таудени, Окаванго, Чад, Мали-Нигерская.

Северную часть платформы занимает докембрийская Сахарная плита, на территории которой выделяется несколько крупных синеклиз. Район развития последних совместно с Восточно-Средиземноморским перикратоном характеризуется накоплением мощных толщ осадочных образований. В этом районе размещаются три нефтегазоносных бассейна — Персидского залива, Аданский и Деште-Кевир. Наиболее широкое развитие карбонатных формаций отмечается в первом бассейне.

II.2.1. Нефтегазоносный бассейн Персидского залива

Нефтегазоносный бассейн Персидского залива охватывает обширную территорию, включающую почти все страны Ближнего и Среднего Востока, и является одной из крупнейших зон нефтегазоаккумуляции в мире. К началу 1978 г. в пределах бассейна было открыто около 250 нефтяных и газовых месторождений с суммарными запасами нефти более 60 млрд. т, газа 16 трлн. м³.

Характеристика нефтегазоносных карбонатных отложений бассейна Персидского залива приводится по материалам советских и зарубежных исследователей (М. М. Алиев, А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, И. В. Высоцкий, В. И. Высоцкий, В. Б. Оленин,

А. Фокс, П. Легранд, Х. Уилсон, Г. Уорман, С. Халс). Осадочный чехол бассейна сложен мощной до 14—15 км толщиной пород от палеозойского до четвертичного возраста. Во вскрытом разрезе бассейна карбонатные формации наибольшим развитием пользуются в верхнепалеозойских, мезозойских, палеогеновых и неогеновых образованиях (рис. 20).

Верхнепалеозойские отложения в центральной части бассейна представлены морскими карбонатными породами суммарной мощностью до 700 м. На западе Аравийской плиты основную часть разреза составляют плотные пелитоморфные известняки, среди которых встречаются маломощные прослои органогенных пород.

Большим распространением в бассейне пользуются осадки *мезозойской группы*, разрез которых начинается породами триасового возраста. В центральной части бассейна, куда входят погруженные районы Северо- и Центрально-Аравийского поднятий и платформенный борт Месопотамского прогиба, триасовые отложения сложены карбонатно-эвапоритовыми породами лагунно-морского седиментогенеза. Максимальные мощности триасовых отложений достигают 1600—1800 м, сокращаясь на периферии бассейна до 600—800 м. В северной части бассейна нижний и средний триас сложен глинистыми сланцами, известняками, доломитами и ангидритами. Отложения верхнего триаса, известные под названием свиты Кура-Чине, по литологическим признакам разделяются на две части. Нижняя — Кура-Чине-доломит — сложена в основном доломитами и доломитовыми известняками с редкими прослоями глинистых известняков и мергелей. В кровельной части доломиты характеризуются повышенной трещиноватостью и кавернозностью. К этой части свиты приурочены нефтегазовые залежи на месторождениях Румелан, Суэдия, Хурбет и др. По всему разрезу Кура-Чине-доломит карбонатные породы отличаются повышенной битуминозностью, подтверждающей их региональную нефтегазоносность. Верхняя —

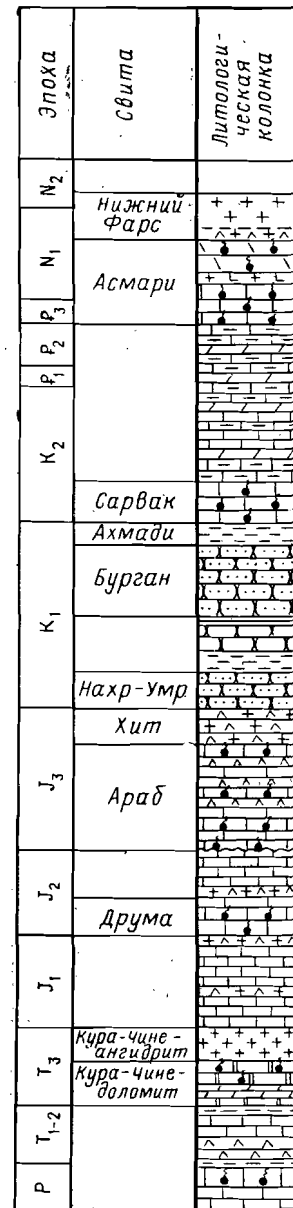


Рис. 20. Разрез осадочных образований нефтегазоносного бассейна Персидского залива (составлено автором по материалам М. М. Алиева и др. [12])

Кура-Чине-ангидрит — представлена в основном сульфатно-галогенными породами, которые экранируют нижележащие нефтегазонасыщенные карбонатные породы Кура-Чине-долемит.

Вышеописанные юрские карбонатные отложения пользуются широким распространением в пределах Аравийской плиты и Месопотамского прогиба, где они слагают основную продуктивную толщу и их максимальная мощность достигает 2500—2700 м. В связи с ярко проявившейся циклическостью осадконакопления формирующие толщу карбонатные породы ритмично чередуются с эвапоритовыми формациями, благодаря чему создаются благоприятные условия для консервации УВ. Особенно характерна в этом отношении верхнеюрская карбонатная толща свиты Араб — чередующиеся между собой четыре пачки известняков и три пачки ангидритов.

Разрез верхнеюрских отложений венчается эвапоритовыми породами свиты Хит, которые пользуются региональным распространением в пределах бассейна и являются надежным литологическим экраном для нижележащей продуктивной карбонатной толщи свиты Араб.

Меловые отложения широко представлены в разрезе бассейна, главным образом в Месопотамском прогибе, и сложены двумя пачками пород. Нижнемеловые отложения (преимущественно песчаники и глинистые сланцы) — основной резервуар УВ неокотской части разреза. Продуктивные горизонты помимо неокотской приурочены к песчаникам свит Бурган и Мауддуд альбского возраста. Верхнемеловые отложения, достигающие в Южно-Месопотамском районе мощности 1000 м, сложены карбонатными породами, среди которых встречаются пачки известняков, и мергелей. В этой толще залежи нефти приурочены к ее нижней части (свита Сарвак) — микрозернистым трещиноватым известнякам с высокими пористостью и проницаемостью.

Кайнозойские отложения представлены двумя толщами преимущественно карбонатных осадков — палеоцена-эоцена и олигоцен-нижнего миоцена, различающихся по преобладанию позднемеловой эпохи, что наложило отпечаток как на литолого-фациальный облик пород, так и на характер их распределения по площади.

Палеоцен-эоценовые отложения широко распространены в основном в Месопотамском прогибе, где их мощность изменяется от 400 до 2000 м, и представлены сравнительно однообразной толщей глинистых известняков с тонкими прослоями известковистых глин и мергелей. На северо-востоке Ирана глинистые известняки и мергели замещаются рифогенными и органогенно-обломочными известняками.

Олигоцен-нижнемиоценовые отложения представлены единой карбонатной толщей, известной под названием известняки Асмари, или главный известняк. В пределах Месопотамского прогиба, где мощность известняков максимальна (600 м), в разрезе широким распространением пользуются доломитизиро-

ванные, в различной мере перекристаллизованные пористые рифогенные известняки. Нижнемиоценовые отложения вверх по разрезу замещаются типичными лагунными фациями: каменной солью, гипсами и ангидритами мощностью 200—700 м.

Разрез кайнозойских отложений завершается мощной (до 1800 м) эвапоритовой толщей среднемиоценовых отложений свиты Нижний Фарс.

В тектоническом отношении большая часть нефтегазонасыщенного бассейна Персидского залива располагается на территории Африкано-Аравийской платформы, к которой примыкают на севере Предтаврская зона дислокации, на северо-востоке Месопотамский краевой прогиб. Самым крайним северо-восточным структурным элементом бассейна является внешняя зона антиклинория Загрос.

Основание платформы гетерогенное и разделено на поднятия и прогибы, соответствующие крупным блокам фундамента, испытывавшим по разломам перемещения разного знака. Основными структурными элементами осадочного чехла являются Аравийская плита, ограниченная на северо-востоке альпийскими складчатыми сооружениями Загроса, Тавра и Омана, на северо-западе рифовой зоной Акоба — долина р. Иордан, и Месопотамский краевой прогиб.

В связи с наличием ярко выраженной поперечной тектонической зональности на территории Аравийской плиты выделяются системы крупных поднятий: Северо-Аравийская, Центрально-Аравийская и Южно-Аравийская (рис. 21). Осадочный чехол поднятий интенсивно дислоцирован на ряд положительных и отрицательных структур низшего порядка. Эти структуры, в свою очередь, обычно осложнены системой протяженных валообразных поднятий субмеридионального простирания. В пределах Северо-Аравийского поднятия выделяются Алеппский и Иорданский своды и поднятие Хаил. Основной положительной структурой Центрально-Аравийского поднятия является мегатерраса Газа, в пределах которой сформированы крупнейшие нефтяные месторождения мира.

Месопотамский прогиб протягивается практически через весь бассейн в северо-западном направлении почти на 2000 км. В пределах прогиба четко выделяются внутренний и внешний борты и разделяющая их центральная погруженная зона. Внутренний борт, интенсивно дислоцированный, осложнен Мосульским поперечным блоковым поднятием, внешний — погребенным сводовым поднятием Хатра.

Осадочный разрез нефтегазонасыщенного бассейна Персидского залива по многим литолого-фациальным особенностям слагающих пород существенно не отличается от ранее описанной осадочной толщи Восточно-Европейской платформы. Разрезы обоих регионов характеризуются широким развитием карбонатных формаций, которые благодаря циклическому осадконакоплению вместе с терригенными и эвапоритовыми породами слагают осадочный чехол в определенной последовательности. Как правило, в пределах каж-

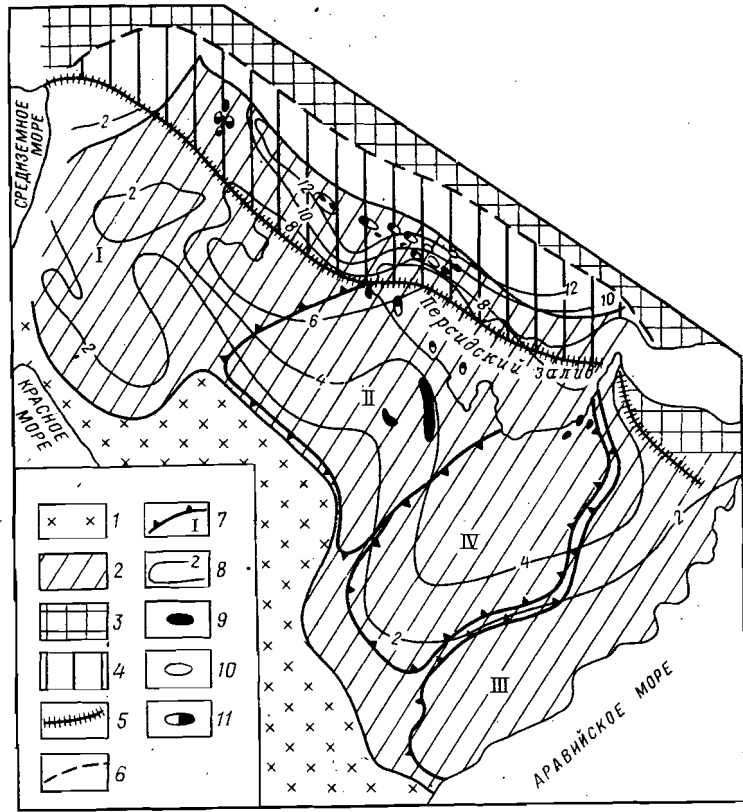


Рис. 21. Схема основных структурных элементов нефтегазоносного бассейна Персидского залива (составлена автором по материалам Б. А. Брюсова и др., 1975 г.):

1 — Нубийско-Аравийский шит; 2 — Аравийская плита; 3 — области альпийской складчатости; 4 — краевые прогибы; 5 — важнейшие разломы; 6 — нарушения; 7 — крупнейшие структурные элементы; I, II и III — соответственно Северо-Аравийское, Центрально-Аравийское и Южно-Аравийское поднятия; IV — синеклиза Руб-эль-Хали; 8 — изопакеты осадочного чехла, км; месторождения: 9 — нефтяные, 10 — газозовые, 11 — нефтегазовые

дого цикла терригенные породы вверх по разрезу замещаются карбонатными, которые, в свою очередь, сменяются эвапоритовыми толщами. Такое последовательное чередование различных пород обусловило формирование нескольких НГКК, включающих одновременно генерирующие толщи, карбонатные резервуары и литологические экраны.

Нефтегазоносные карбонатные комплексы

В осадочном чехле нефтегазоносного бассейна Персидского залива нами выделено несколько НГКК (табл. 3). Наиболее древний — пермский НГКК, распространенный в центральной части Месопотамского прогиба и на восточном погружении Аравийской

Таблица 3

Нефтегазоносные карбонатные комплексы нефтегазоносного бассейна Персидского залива

Название НГКК	зональные		Территория распространения	Возраст и литология экранующих толщ	Возраст слагающих пород	Мощность комплекса, м	Доля карбонатных пород в НГКК (по данным карбонатов), %	Продуктивные горизонты
	региональные	зональные						
Палеогеновый	Оligоцен-нижнемиоценовый	Месопотамский прогиб, прилегающая территория Аравийской плиты	Соли свиты Нижний Фарс (N ₁)	Оligоцен-нижнемиоценовые-трещиновато-пористокаверновые известняки, P ₃ -N ₁	300—600	90	Известняки Асмари, Кальхур	
Триасово-юрский	Палеоэоценовый	Погруженная часть Центрально-Аравийского поднятия, северная часть Месопотамского прогиба	Ангидриты свиты Нижний Фарс (N ₁)	P ₁₋₂ (верхи)	До 1000	80	Свита Асмари, Даммам	
	Верхнеюрской	Южная часть Месопотамского прогиба, Басра-Кувейтская впадина	Мергели свиты Гурли (K ₂)	K ₂ (низы)	500—1000	70	Свита Сарвак	
	Нижнесреднеюрский	Наиболее погруженные районы Центрально-Аравийского поднятия	Ангидриты свиты Хит (J _a)	J ₃	500—1000	90	Свита Араб	
Пермский	Нижнесреднеюрский	Северная часть Месопотамского прогиба, погруженная часть Аравийской плиты	Глины, J ₃	J ₂ (верхи)	500—700	70—75	Зона Фадилда, свита Друма, Бутмах	
	Триасовый	Центрально-Аравийское поднятие, борты Месопотамского прогиба	Ангидриты, T ₃	T ₃	1000—1500	75	Свита-Курра-Чине-доломит	
		Восточное погружение Аравийской плиты, Центральная часть Месопотамского прогиба	Глинистые сланцы, P ₂ -T ₁	P	До 500	85	Известняки Хуфр	

плиты. Мощность карбонатных отложений комплекса достигает 700 м. Отложения НГКК наиболее перспективны на восточном погружении Центрально-Аравийского поднятия и в западной части впадины Руб-эль-Хали. Здесь выявлены практически все известные в пермских отложениях месторождения газа (Авали, Даммам, Катиф, Кенган и др.). Продуктивны обычно известковистые доломиты порово-кавернового и порово-каверново-трещинного типов. Залежи экранируются развитыми в виде отдельных прослоев верхнепермскими глинистыми сланцами, а также триасовыми ангидритами.

Скудные сведения о геохимической характеристике пермских отложений свидетельствуют об их сравнительно низком нефтегенерирующем потенциале. Предполагается, что основным источником питания УВ пермского комплекса являются битуминозные глинисто-кремнистые ордовикско-силурийские черные сланцы.

Триасово-юрский НГКК объединяет мощную толщу карбонатных пород суммарной мощностью 3500—4000 м. В пределах этой толщи некоторые исследователи [12] выделяют три самостоятельных нефтегазоносных комплекса: триасовый, нижнесреднеюрский и верхнеюрский. В основу такого разделения сравнительно однородной карбонатной толщи заложены скорее стратиграфические принципы, нежели автономность или обособленность гидродинамических систем разновозрастных пачек пород. Вследствие отсутствия в кровельных частях двух нижних карбонатных толщ регионально развитых литологических экранов и наличия такового только в верхнеюрской толще, а также территориальной общности формирования разновозрастных карбонатных пород нами все триасово-юрские осадочные образования объединены в единый НГКК.

Описываемая карбонатная толща широко распространена в пределах Центрально-Аравийского поднятия и северной части Месопотамского прогиба, где в ней заключено около 30 % всех разведанных геологических запасов нефти бассейна.

Наименьшая концентрация запасов в комплексе отмечается в триасовой части разреза. Залежи нефти заключены в основном в свите Кура-Чине-доломит (трещиноватые доломитизированные известняки и доломиты), которая экранируется ангидритами и более плотными разностями известняков, развитыми в верхней части комплекса. Залежи нефти по запасам относятся к категории средних и мелких.

Нижнесреднеюрские карбонатные отложения содержат залежи нефти преимущественно в верхней части толщи, где в Месопотамском прогибе выделяется зона Фадили свиты Друма среднеюрского возраста. На территории Аравийской плиты стратиграфическим аналогом зоны Фадили является зона Бутмах, пласты-коллекторы которой сложены доломитами и доломитизированными известняками, отличающимися повышенной пористостью и кавернозностью. Залежи нефти экранируются глинистыми известняками и глинами, распространенными в верхней части комплекса.

Основные запасы нефти в триасово-юрском НГКК сосредоточены в верхней части, стратиграфически относимой к верхней юре. Пласты-коллекторы здесь сложены оолитовыми известняками свиты Араб, имеющими большие пористость и проницаемость, что обеспечивает высокие емкостные и фильтрационные свойства продуктивных горизонтов. Нефтегазоносные известняки экранируются регионально развитыми на территории бассейна ангидритами свиты Хит. В связи с большими мощностями верхнеюрских известняков, достигающих 500—700 м, их высокими физико-коллекторскими свойствами и наличием мощной экранирующей, регионально выдержанной толщи сульфатных пород свиты Хит в этой части разреза сформированы богатейшие залежи нефти на месторождениях Гхавар, Абкайк, Катиф, Авали и др.

В мезозойских отложениях выделяется терригенный *нижнемеловой комплекс*, включающий нефтегазоносные свиты Ратави, Бурган, Зубейр и Нахр-Умр, сложенные песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов. Главной продуктивной толщей комплекса является песчаная свита Бурган, которая дает основную добычу нефти в регионе.

По данным М. М. Алиева и др. [12], триасовые, ниже- и среднеюрские карбонатные отложения на большей части территории бассейна имеют очень низкое содержание битумоидов и ОВ, и поэтому вряд ли могли сыграть решающую роль в генерации нефти. Лишь в погруженных районах Месопотамского прогиба карбонатные отложения комплекса, представленные глубоководными разностями и имеющие повышенную битуминозность, формировались в условиях аномально высокого содержания ОВ. Поэтому карбонатные толщи здесь накапливались в более благоприятных для генерации нефти условиях, в связи с чем они могут рассматриваться как потенциально нефтематеринские. Поступление УВ в залежи происходило, очевидно, при их латеральной миграции из региональных седиментационных зон, расположенных в погруженных частях Месопотамского прогиба. Источником питания УВ богатейших скоплений нефти в верхнеюрских отложениях явились глобигериновые известняки свиты Араб, которые на территории Центрально-Аравийского поднятия переслаиваются с продуктивными пластами-коллекторами и в Месопотамском прогибе заняли господствующее положение в верхнеюрской карбонатной толще [12].

Карбонатный разрез бассейна венчает *палеогеновый НГКК*, в который включены также карбонатные толщи верхнего мела и нижнего миоцена. Последние залегают с палеогеновыми образованиями под единым литологическим экраном, сложенным сульфатно-галогенными породами Нижнего Фарса, тоже включенными в палеогеновый НГКК. Мощность карбонатных отложений комплекса изменяется от 1300 до 2500 м и достигает максимальных значений в Месопотамском прогибе. Здесь, а также на Центрально-Аравийском поднятии нефтегазоносные горизонты в пределах комплекса концентрируются на трех стратиграфических уровнях.

В верхнемеловых отложениях залежи нефти приурочены к свите Сарвак, сложенной микрозернистыми трещиноватыми известняками с высокими физико-коллекторскими свойствами. Нефтенасыщенные известняки экранируются зонально распространенными глинистыми известняками и мергелями свиты Гурпи. В известняках свиты Сарвак в южной части Месопотамского прогиба открыта небольшая залежь тяжелой нефти на месторождении Месджид-и-Сулейман.

Карбонатные отложения палеоцен-эоценового возраста продуктивны в северных районах Месопотамского прогиба и в наиболее погруженной части Центрально-Аравийского поднятия. В первом случае промышленные залежи нефти установлены в карбонатной пачке эоцена-среднего миоцена (главный известняк), сложенной высокопористыми, выщелоченными, кавернозными и сильно трещиноватыми рифогенными доломитизированными известняками (месторождения Киркук, Бай-Хассан). Во втором случае нефтенасыщение приурочено к свите Даммам, выделенной в верхней части палеоцен-эоцена и сложенной пористыми и кавернозными доломитами. Залежи нефти установлены на месторождениях Вафра, Фунарис и др. В обоих районах залежи нефти экранируются ангидритами Нижнего Фарса.

Основные запасы палеогенового НГКК заключены в олигоцен-нижнемиоценовых карбонатных отложениях. В этой толще размещается около 20 % запасов нефти и почти 75 % запасов газа от разведанных в целом на территории бассейна. Наибольшей плотностью запасов отличаются Месопотамский краевой прогиб и прилегающая территория Аравийской плиты, где олигоцен-нижнемиоценовые отложения достигают мощности 600 м. Резервуаром нефти и газа являются доломитизированные известняки зернистой и органогенной структуры и доломиты свиты Осмари с высокими фильтрационными свойствами, обусловившими получение из них мощных фонтанных притоков нефти и газа. Высокая производительность этих отложений определяется наличием в них широко развитой системы трещин.

Фактические данные о геохимических условиях формирования отложений палеогенового НГКК указывают на бедность слагающих его пород ОВ, концентрация его, как правило, не превышает долей процента. Поэтому предполагается, что образование в комплексе залежей нефти и газа связано с вертикальной миграцией УВ из глубинных зон генерации, приуроченных к более древним отложениям нижнего мела. Здесь нефтематеринскими, по-видимому, являются битуминозные мергели эвксинской фации, распространенные в северо-восточной части Месопотамского прогиба.

II.3. СЕВЕРО-АМЕРИКАНСКАЯ ПЛАТФОРМА

Древняя Северо-Американская платформа занимает почти всю среднюю часть одноименного континента. На северо-востоке платформы выделяется Канадский щит, представляющий собой об-

ласть выходов на поверхность докембрийских пород фундамента. На этой территории оконтуривается ряд впадин, выполненных нижнепалеозойскими отложениями мощностью до 4 км. В юго-западной части платформы выделяется Северо-Американская плита, осадочный чехол которой сложен палеозойскими, главным образом карбонатно-галогеенными отложениями, наиболее широко развитыми в пределах Пермского и Западного Внутреннего нефтегазоносных бассейнов.

Анализ геологии и нефтегазоносности карбонатных отложений Пермского бассейна проведен на основе данных исследований: А. А. Бакирова, И. В. Высоцкого, Н. А. Калинина, М. Ш. Моделевского, В. Б. Оленина, М. Р. Хобота, Ф. Адлера, М. Шрамма, Дж. Галлея, Дж. К. Хартмана, М. Маккракена, А. Крема.

II.3.1. Пермский нефтегазоносный бассейн

Пермский нефтегазоносный бассейн занимает территорию западной и центральной частей штата Техас и частично юго-восточной части штата Нью-Мехико. В бассейне открыто более 5000 нефтяных и около 600 газовых и газоконденсатных место-

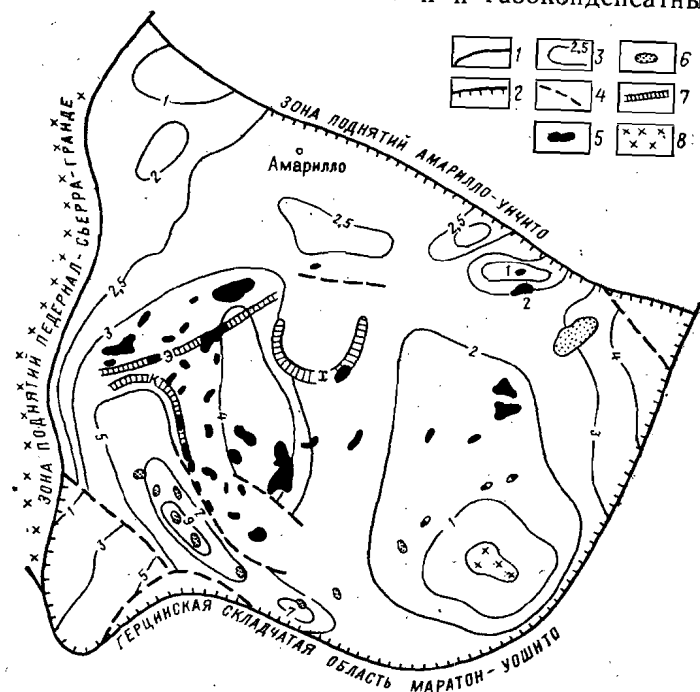


Рис. 22. Обзорная карта Пермского нефтегазоносного бассейна (составлена автором по материалам Н. А. Калинина и др. [29]).

Границы бассейна: 1 — пикативные, 2 — дизъюнктивные; 3 — изопакеты осадочного чехла, км; 4 — основные разломы; месторождения: 5 — нефтяные, 6 — газовые; 7 — основные рифовые сооружения: К — барьерный риф Капитэн, X — атолловый риф Хоршшу, Э — барьерный риф Эбо; 8 — докембрийский фундамент на поверхности.

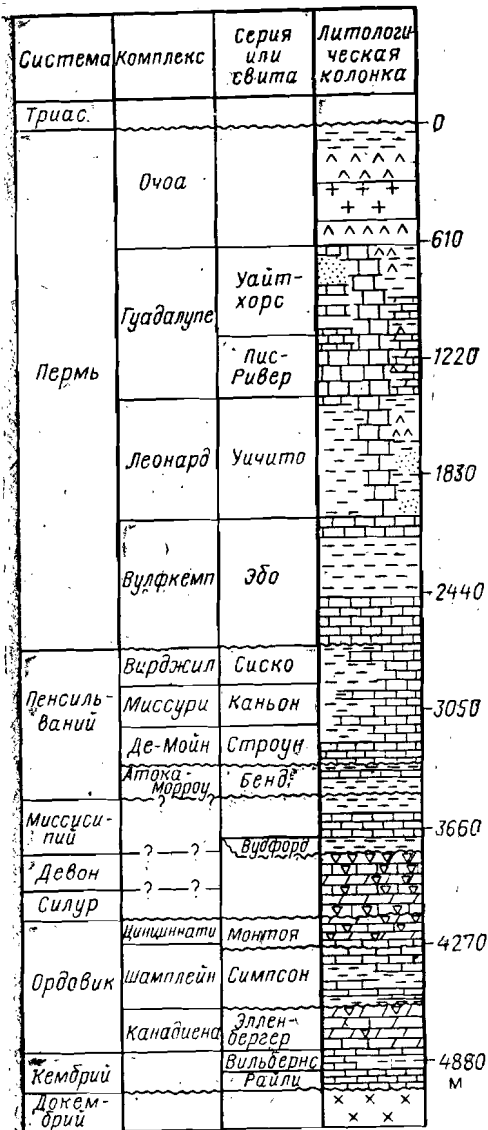


Рис. 23. Схематический литолого-стратиграфический разрез пород палеозоя Пермского нефтегазозоносного бассейна (составлен автором по материалам Дж. Галлея, 1958 г., с добавлениями)

ются сильноглинистые известняки толщ Атока и Строун, которые на склонах отдельных крупных поднятий фациально замещаются терригенными породами. В более погруженных частях региона

рождений (рис. 22). К 1981 г. здесь добыто около 3 млрд. т нефти, 360 млн. т конденсата и 1,7 трлн. м³ газа.

Осадочный чехол Пермского бассейна сложен преимущественно палеозойскими отложениями мощностью до 9 км. В их основании выделяются терригенно-карбонатные породы кембрия и ордовика, имеющие максимальную мощность в центральной части бассейна в пределах впадины Делавэр. Для этой части разреза, известного под названием досимпсонской пачки, характерно ритмичное чередование терригенных и карбонатных пород.

В основании залегают регионально развитые известняки свиты Элленбергер, экрануемые терригенными породами свиты Симпсон (рис. 23).

Более однородна залегающая ниже по разрезу карбонатная толща верхнего ордовика, силура и девона. Лишь в центральной, наиболее погруженной части бассейна известняки верхней части силура фациально замещаются глинистыми породами. Ордовикско-девонские карбонатные отложения, имеющие мощность до 700 м, перекрываются регионально развитыми глинами свиты Вудфорд.

Карбонатные породы наибольшим распространением пользуются в разрезе вышележащих отложений пенсильванского и перми, суммарная мощность которых достигает 2500 м. В основании выделяются

разрез обеих толщ сложен черными глинистыми сланцами и известняками, сильно обогащенными ОВ.

В разрезе пермских отложений выделяются три толщи карбонатных пород (снизу вверх): Вулфкемп, Леонард, Гуадалупе. Характерной особенностью двух верхних является наличие крупных барьерных рифов. Наиболее известен барьерный риф Капитэн, протягивающийся вдоль северного и восточного бортов впадины Делавэр и имеющий длину более 500 км, ширину 25 км и высоту 650 м.

Разрез палеозойских образований контролируется мощной толщей эвапоритовых пород Очоа, которые пользуются региональным распространением на территории бассейна.

Залежи нефти и газа в Пермском бассейне приурочены ко всем стратиграфическим подразделениям палеозоя. Наибольшей плотностью запасов характеризуются карбонатные породы, мощность которых достигает 4000 м. Благодаря наличию в разрезе нескольких регионально выдержанных пачек пластичных непроницаемых пород в осадочной толще бассейна обособливаются три НГКК (табл. 4).

Кембрийско-ордовикский НГКК включает досимпсонскую карбонатно-терригенную пачку пород мощностью до 300 м. Нижняя часть комплекса представлена ритмичным чередованием карбонатных и терригенных пород. Последние обычно выполняют роль локальных или иногда зональных литологических экранов, кон-

Таблица 4

Нефтегазозоносные карбонатные комплексы Пермского нефтегазозоносного бассейна

Название НГКК	Территория распространения		Возраст и литология экранующих толщ	Возраст слагающих пород	Мощность комплекса, м	Доля карбонатных пород в НГКК (%)	Продуктивные горизонты
	региональные	зональные					
Пенсильванско-пермский	Силурийско-девонский	Впадины Делавэр, Мидленд, Вал-Верде	Эвапориты комплекса Очоа (P ₂)	Р, Пенсильванский (С)	2500	75	Гуадалупе, Леонард, Вулфкемп, Уичито, Строун, Атока, Монтоя
		Впадины Мидленд, Вал-Верде	Глины свиты Вудфорд (С ₁ -D ₂)	O ₂ , S, D ₁₋₂	700	65	
Кембрийско-ордовикский	Впадина Делавэр	Глины серии Симпсон (O)	€ O ₁	300-450	60	Элленбергер	

тролирующих небольшие залежи нефти и газа в карбонатных породах. Основной продуктивной толщей в НГКК являются известняки свиты Элленбергер (нижний ордовик), залегающие на больших глубинах и содержащие обычно небольшие залежи нефти и газа. Наиболее характерно в этом отношении месторождение Локридж, где газonosны доломитизированные известняки с максимальной пористостью до 9%, залегающие на глубинах 5670—6090 м.

Описываемый комплекс обычно экранируется глинисто-карбонатными породами, залегающими в основании серии Симпсон. Однако в наиболее погруженных частях бассейна, где серия Симпсон сложена карбонатами, мощность НГКК за счет последних увеличивается до 450 м и роль экрана в этом случае выполняет пачка глинистых пород мощностью до 120 м, слагающих верхнюю часть серии.

Кембрийско-ордовикский НГКК, как уже отмечалось, характеризуется большими глубинами залегания продуктивных горизонтов, превышающими часто 6000 м, поэтому в этой части разреза чаще встречаются залежи газа. Ресурсы УВ комплекса невелики, их доля от суммарной величины доказанных и предполагаемых запасов в бассейне составляет 13,2%.

Силурийско-девонский НГКК помимо карбонатных отложений силура и девона включает подобные им по литологии породы верхнего ордовика (серия Монтоя). Этот комплекс распространен преимущественно в пределах впадин Мидленд, Вал-Верде, где свита Вудфорд сложена глинистыми породами. В тех частях бассейна, где глинистые породы свиты фациально замещаются карбонатами, в нижележащих отложениях залежи нефти и газа отсутствуют. В этом отношении описываемый НГКК аналогичен окскому зональному комплексу Бузулукской впадины. В обоих случаях локализация скоплений УВ в карбонатных толщах обязана появлению в перекрывающих их отложениях глинистых прослоев, играющих роль литологических экранов.

В описываемом НГКК распространены в основном залежи газа, которые по величине запасов относятся к категории мелких и средних (месторождения Койаноса, Пакетт). В связи с зональным характером комплекса удельный вес заключенных в нем запасов УВ не превышает 6%.

Карбонатный разрез Пермского бассейна венчает мощный (до 2500 м) *пенсильванско-пермский НГКК*. Нижняя часть комплекса, сложенная достроунскими отложениями, содержит небольшие залежи нефти и газа. В этой части разреза залежи установлены в структурных ловушках западной части впадины Мидленд. В последние годы открыты залежи нефти и газа в атокских известняках, образующих как структурные, так и неструктурные ловушки. Известняки Атока характеризуются высокими емкостными параметрами, однако из-за незначительных эффективных мощностей запасы залежей в них невелики.

Большие запасы нефти содержатся в карбонатных отложениях

верхнепенсильванского отдела. Здесь помимо хемогенных карбонатных пород широко распространены рифогенные толщи, отличающиеся высокой продуктивностью (впадины Вал-Верде и Мидленд). Во впадине Вал-Верде установлены пластовые залежи нефти в известняках серии Сиско, положительная морфология которых обусловлена наличием нижележащих рифогенных массивов.

Таким образом, отражение положительной структуры рифов в морфологии верхних частей карбонатных толщ является закономерным геологическим фактором, обусловленным особенностями седиментации карбонатных пород, который следует учитывать в практике геологоразведочных работ при решении многих методических вопросов (при характеристике Тимано-Печорской провинции нами уже обращалось внимание на унаследованность многих фаменских ловушек от нижележащих верхнефранкских рифов).

Основные ресурсы нефти и газа пенсильванско-пермского НГКК сосредоточены в его верхней части, где в разрезе толщ Леонард и Гуадалупе развиты крупные барьерные рифы. Риф Капитэн, сформированный вдоль борта впадины Делавер, содержит 230 млрд. м³ газа и 30 млн. т нефти. Всего же в комплексе сосредоточено около 87% всех запасов УВ, разведанных на территории Пермского бассейна. Помимо большой мощности карбонатных отложений пермского возраста высокая концентрация в них запасов нефти и газа обязана также развитию в верхней части пермской системы мощной толщи эвапоритов Очоа, которые являются надежным экраном для нижележащих продуктивных карбонатных пород.

11.3.2. Западный Внутренний нефтегазосносный бассейн

Западный Внутренний бассейн расположен на территории штатов Канзас, Оклахома, частично Колорадо, Техас и Миссури и является крупнейшим нефтегазосносным бассейном Северо-Американской платформы. На его территории к 1981 г. открыто около 4350 нефтяных и 1250 газовых месторождений. Добыча за весь период разработки этих месторождений составила около 3 млрд. т нефти и конденсата, свыше 2,6 трлн. м³ газа.

Западный Внутренний нефтегазосносный бассейн расположен на юго-западном погружении Северо-Американской платформы и имеет с соседним Пермским бассейном много общего в геологическом строении: бассейн также выполнен мощной толщей палеозойских образований преимущественно от кембрия до перми, мощность осадков в наиболее погруженных частях бассейна достигает 10—12 км, сокращаясь в сводовых частях крупных поднятий до первых сотен метров (рис. 24).

В основании осадочного чехла залегают карбонатно-терригенные породы кембрия и ордовика, имеющие в пределах наиболее погруженных участков бассейна мощность до 2 км. В этой части

ниях наиболее распространены в их нижней части, где выделяют известняки Вулфкемп со значительно изменяющимися физико-коллекторскими свойствами, что в итоге создало благоприятные условия для формирования в этой части разреза большого числа залежей нефти и газа в неструктурных ловушках.

Карбонатные отложения пенсильвания-перми и весь осадочный чехол экранируются мощной (до 280 м) пачкой эвапоритовых пород свиты Хатчисон средней перми. Вместе с ними роль экрана выполняют глинистые пластичные отложения толщи Гуадалупе, не содержащие коллекторов.

В структурном отношении Западный Внутренний нефтегазоносный бассейн представляет собой сложно построенную седиментационную область, включающую серию структур разного порядка западной части плиты Миндконтинента и восточной части плиты Великих Равнин (рис. 25). В северной части бассейна выделены впадина Форест-Сити, представляющая собой область неглубокого погружения докембрийского фундамента, и ограничивающие ее с северо-востока и юга погребенные соответственно свод Чотоква и поднятие Немаха.

На западе находится древнее Центрально-Канзасское поднятие и впадина Додж-Сити, или Хьюботон. В крайней южной части бассейна выделяются краевые асимметричные впадины Анадарко и Ардиор.

Как уже отмечалось, осадочный чехол Западного Внутреннего нефтегазоносного бассейна, как и Пермского, характеризуется большой мощностью карбонатных пород, удельный вес которых от суммарной мощности всех осадков бассейна достигает 70—75%. Цикличность осадконакопления и обусловленная этим периодическая сменяемость отложений различного литолого-фациального состава привели к формированию в осадочной толще нескольких разобщенных НГКК (табл. 5).

Кембрийско-ордовикский НГКК преимущественно нефтеносный (35% разведанных в бассейне запасов нефти и 7,5% газа), наибольшей мощности (до 350 м) достигает на склонах Центрально-Канзасского поднятия и во впадине Анадарко. Здесь основной продуктивной толщей являются доломиты серии Арбакл, подстилаемые базальными песчаниками Риган. В обоих районах доломиты характеризуются повышенной трещиноватостью. Наиболее высокие емкостные параметры доломиты имеют у кровли, где интенсивно проявились процессы эрозии, обусловившие формирование межкристаллических пустот, каверн и трещин. Наибольшее число залежей нефти в доломитах Арбакл установлено на территории, прилегающей к Центрально-Канзасскому поднятию (месторождения Холл-Гарней, Трапп и Крафт-Пруса). В гипсометрически более высоких участках поднятия широко распространены сформировавшиеся в региональных зонах карста залежи нефти, которые имеют сложную морфологию и контролируются в основном стратиграфическими ловушками. Залегающие выше по разрезу терригенные отложения Симпсон и карбонатные

породы Виола с доломитами Арбакл образуют единую гидродинамическую систему и промышленные залежи нефти и газа содержат только при наличии пластов-коллекторов.

Описываемый НГКК экранируется глинистыми породами свиты Силван (верхний ордовик), в случае их выклинивания на высоких отметках склонов Центрально-Канзасского поднятия роль нефтегазоупора выполняет поверхность стратиграфического несогласия между отложениями ордовика и глинисто-карбонатными породами миссисипия.

Силурийско - девонский НГКК относится к категории зональных и распространен только в пределах впадины Анадарко и погребенного поднятия Амарилло. Известные здесь в силурийских отложениях залежи нефти и газа размещаются в сильно трещиноватых известняках Хантон эффективной мощностью до 60 м. Залежи имеют небольшие запасы: например, месторождение Стар заключает нефти 1 млн. т и газа 900 млн. м³. Аналогичны по запасам и другие месторождения бассейна: Вест-Кемпбел, Аледо, Уошито-Крик, Гажеби-Крик. В связи с небольшой площадью распространения запасы комплекса невелики и не превышают 2% от общей оценки УВ бассейна в целом. Карбонатные отложения серии Хантон экранируются верхнедевонскими глинами Вудфорд или несогласно залегающими глинистыми карбонатными породами миссисипия.

Миссисипско - пермский НГКК по мощности слагающих

Таблица 5

Нефтегазоносные карбонатные комплексы Западного Внутреннего нефтегазоносного бассейна

Название НГКК	Территория распространения		Возраст и литология экранирующих толщ	Возраст слагающих пород	Мощность комплекса, м	Доля карбонатных пород в общей мощности (%)	Продуктивные горизонты
	региональные	зональные					
Миссисипско-пермский	Впадина Анадарко, Центрально-Канзасское поднятие	Впадина Анадарко, поднятие Амарилло	Эвапориты свиты Хатчисон (P)	Миссисипий, пенсильваний, P ₁	1800	85	Известняки Вулфкемп, Вирджил, Миссури
Кембрийско-ордовикский	Силурийско-девонский	Впадина Анадарко, Центрально-Канзасское поднятие	Глины свиты Вудфорд (D ₃)	S, D	60	70	Известняки Хантон
		Впадина Анадарко, Центрально-Канзасское поднятие	Глины Качин-Силван (O ₃)	E, O ₁₋₂	350	60	Известняки Арбакл

его карбонатных пород и ресурсам заключенных УВ значительно превосходит ранее описанные толщи Западного Внутреннего бассейна. Удельный вес разведанных в нем запасов газа составляет 90,6 %, нефти 62 %. Мощность комплекса на бортах впадины Анадарко и склонах Центрально-Канзасского поднятия, где он сложен преимущественно карбонатными породами, достигает 1,6—1,8 км.

В основании комплекса выделяется мощная толща кремнистых и карбонатных пород дочестерского миссисипия и пачки Честер. В большинстве известных в этой толще залежей нефти и газа (месторождения Плезант-Прери, Мак-Киней и др.) распределение в разрезе продуктивных горизонтов контролируется, в первую очередь, изменением литологических свойств вмещающих пород и чаще всего пористости и проницаемости вверх по восстанию пластов. На территории впадины Анадарко и прилегающего шельфа в связи с появлением в разрезе миссисипия глинистых пород единый карбонатный резервуар разделяется на несколько разобщенных пластов-коллекторов, содержащих самостоятельные залежи нефти: известняки свит Сент-Луис, Сент-Дженевьев, Сперген и др.

Карбонатный разрез пенсильвания по сравнению с нижележащими отложениями менее однороден, что нашло отражение в особенностях его нефтегазоносности. Здесь помимо продуктивных карбонатных отложений залежи нефти и газа встречены в песчаниках Морроу, базальных конгломератах Де-Мойн и других терригенных пластах. Однако основным резервуаром толщи являются известняки Вирджил и Миссури, в разрезе которых распределение нефтегазоносности, подобно карбонатам миссисипия, контролируется изменением емкостных параметров пород. Это обстоятельство обусловило формирование различного рода неструктурных залежей (месторождения Гринвуд, Шо-Вел-Там и др.).

Наиболее емкой по запасам является верхняя часть комплекса, сложенная известняками Вулфкемп пермского возраста. Благодаря большой мощности известняков и экранированию их высокопластичными солями свиты Хатчисон в карбонатах Вулфкемп сформировался ряд крупных залежей нефти и газа. Наиболее известным из них является гигантское нефтегазовое месторождение Панхендл-Хьюгтон, запасы которого составляют 200 млн. т нефти и 2 трлн. м³ газа. Особенностью месторождения является структурно-стратиграфический тип залежи, обусловленный расположением ловушек на склоне эрозионного поднятия Амарилло и четким воздействием на формирование залежи стратиграфических и гидродинамических условий.

II.4. СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА

Сибирская платформа занимает территорию свыше 3 млн. км² и располагается в междуречье Енисея и Лены. На севере платформа ограничивается Усть-Енисейской и Хатангской впадинами, с юга ее оконтуривает Байкальская складчатая зона. В пределах

Сибирской платформы распространены два типа нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов: внутриплатформенные, приуроченные к областям прогибания в теле платформы, и окраинные, расположенные в зонах прогибания на стыке платформы со складчатыми сооружениями. К внутриплатформенным бассейнам относятся Тунгусский, Присяяно-Енисейский и Суханский, к окраинным — сформированные на сочленении платформы и Верхоянского пояса мезозойской складчатости Анабаро-Ленский, Лено-Виллюйский, Алдано-Майский бассейны и на сочленении платформы и Байкальской складчатой зоны Иркутский бассейн (или Прибайкало-Ленский).

Внутриплатформенные бассейны представляют собой крупные депрессии, выполненные мощным комплексом позднекембрийских и раннепалеозойских карбонатных и терригенных пород, а в Тунгусском и Присяяно-Енисейском бассейнах еще и отложениями среднего и позднего палеозоя. Суммарная мощность осадочных образований в наиболее прогнутых частях бассейнов иногда достигает 5—7 км, уменьшаясь на их бортах до 2—3 км.

Окраинные бассейны с юга, севера и востока окружают Сибирскую платформу и сложены мощной толщей (10—12 км) позднего кембрия, палеозоя и мезозоя. Литологически эти отложения до глубин 7—8 км представлены терригенными породами, более древние толщи из-за значительных глубин залегания глубоким бурением практически не освещены.

Предметом нашего изучения будут Тунгусский и Иркутский нефтегазоносные бассейны. В процессе их развития вендско-кембрийское и частично позднерифейское время характеризовалось накоплением карбонатно-терригенных и карбонатно-эвапоритовых пород. Указанные породы благодаря цикличности осадконакопления характеризуются ритмичным чередованием, что способствовало их вертикальной локализации и формированию вследствие этого карбонатных нефтегазоносных и перспективных комплексов.

II.4.1. Иркутский нефтегазоносный бассейн

Из названных регионов Сибирской платформы Иркутский бассейн в наибольшей степени изучен, чему способствовали его выгодное географическое положение, наличие высокоразвитой промышленности и, следовательно, большая потребность в энергоресурсах. Результатом проведенных здесь геологоразведочных работ и явились полученные на основе фактического материала сведения о нефтегазоносности осадочного разреза.

Иркутский нефтегазоносный бассейн расположен в южной части Сибирской платформы. С востока, юга и запада он ограничивается соответственно складчатыми сооружениями Байкальской горной системы, Восточных Саян и Енисейского кряжа, на севере сочленяется с Тунгусским нефтегазоносным бассейном, граница между ними проводится по Нижнеангарским валообразным поднятиям.

Иркутский бассейн представляет собой крупную депрессию, выполненную преимущественно отложениями венда и нижнего палеозоя, в основании которых в южной периферийной части развиты мощные рифейские образования. По геологическому строению, характеру тектонического развития, а также условиям нефтегазонакопления в регионе выделяются две области: Присяжно-Енисейская, территориально отождествляемая с одноименной синеклизой, и Ангаро-Ленская, расположенная непосредственно в южной части Сибирской платформы [30]. Особенности тектонического строения названных областей определяются глубиной залегания кристаллического фундамента. Наиболее прогнутая зона бассейна располагается в его северо-западной части, где поверхность фундамента залегает на глубинах 5—8 км.

В работах А. С. Андиферова, Д. И. Дробота, А. Н. Золотова, И. П. Карасева, А. Э. Конторовича, М. М. Мандельбаума, Н. В. Мельникова, Ю. А. Притулы, В. В. Самсонова, В. С. Суркова, А. А. Трофимука и других исследователей детально описаны литология и структурный план осадочного чехла Иркутского бассейна, его нефтегазоносность, а также предложена схема нефтегеологического районирования региона.

Основную часть осадочного чехла Иркутского бассейна составляют карбонатные и эвапоритовые образования рифейского, вендского и кембрийского возраста. Непосредственно на кристаллическом фундаменте залегают мощные флишеидные отложения, относящиеся к *байкальскому комплексу рифейской системы*. В Прибайкалье в этом комплексе установлено наличие карбонатных пород, среди которых встречены водорослевые и битуминозные разности.

Рифейские образования перекрываются терригенными породами *вендского комплекса*. В основании венда залегают отложения мотской свиты ($\epsilon_1 mt$), которые по литологическим признакам разделяются на две подсвиты: нижнемотскую, представленную песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов и изредка доломитов, и верхнемотскую, сложенную доломитами, известняками с редкими прослоями аргиллитов, песчаников и сланцев. Верхнемотская подсвита наиболее распространена в центральных частях бассейна. Здесь на долю известняков и доломитов приходится 80—85 % мощности подсвиты, меняющейся от 150 до 415 м.

Терригенно-карбонатные породы мотской свиты перекрываются карбонатно-галогенными образованиями усольской свиты ($\epsilon_1 us$), которые на большей части бассейна разделяются на три пачки. Нижняя пачка почти повсюду представлена переслаиванием карбонатов и каменной соли. Особое место в разрезе усольской свиты занимает средняя пачка — осинский горизонт, который регионально выдержан в пределах Сибирской платформы и сложен трещинно-кавернозными карбонатными породами (мощность его до 100 м). По мнению некоторых исследователей [14], осинский горизонт расчленяется на несколько литологических зон, различающихся по интенсивности постседиментационных измене-

ний слагающих их карбонатных пород. Завершается разрез усольской свиты мощной пачкой каменной соли, в которой в центральной части бассейна выделены отдельные прослои доломитов. Последние во многих районах трещиноватые и кавернозные, в этом случае к ним приурочены интенсивные нефтегазопроявления.

На отложениях усольской свиты согласно залегают породы бельской свиты ($\epsilon_1 bls$), которые по литологическим признакам разделяются на две пачки. В нижней пачке преобладают доломиты с подчиненными прослоями известняков, реже ангидритов. На некоторых площадях в карбонатных породах развита трещиноватость и встречаются включения терригенных и сульфатных пород. Нередко карбонатные породы засолены и содержат прослои каменной соли. Мощность нижней части бельской свиты достигает 570 м. Верхняя пачка свиты сложена сульфатно-галогенными образованиями с отдельными незначительной мощности прослоями доломитов. В кровле бельской свиты преобладают соли, ангидриты и гипсы. Мощность сульфатно-галогенных отложений бельской свиты достигает 250—290 м, их максимальная мощность установлена в центральных и северных частях бассейна.

Залегающая выше булайская свита в отличие от усольской и бельской литологически однообразна и представлена в основном доломитами с прослоями известняков и линзами ангидритов. Карбонатные отложения булайской свиты постоянны по мощности (120—190 м) и прослежены практически на территории всего Иркутского бассейна и прилегающей территории. Особенностью карбонатных пород булайской свиты является значительное влияние вторичных процессов на формирование структуры их порового пространства. Под воздействием этих процессов карбонатные породы регионально осложнены развитой трещиноватостью, кавернами и карстом, что проявляется при бурении провалами бурового инструмента, поглощениями промывочной жидкости.

Выше залегают фациально однотипные сульфатно-карбонатные образования ангарской и литвинцевской свит ($\epsilon_1 an-li$). В их основании на большей части бассейна выделяется пачка каменной соли мощностью 30—50 м. В восточных районах бассейна соли в разрезе ангарской и литвинцевской свит отсутствуют. Помимо нижней части ангарской свиты прослои каменной соли встречаются и выше по разрезу, вследствие чего ангарско-литвинцевская карбонатная толща мощностью до 900 м разделена на ряд изолированных, ритмично чередующихся пачек известняков и доломитов, перекрытых сульфатно-галогенными породами.

На кембрийских карбонатных породах несогласно залегают терригенные глинисто-мергелистые отложения верхоленской свиты ($\epsilon_{2-3} vl$) среднего-верхнего кембрия, которые имеют мощность 400—500 м и являются региональным флюидоупором для нижележащей осадочной толщи.

Более молодые отложения *ордовика, силура и девона* представлены в основном терригенными породами, встречающиеся в них линзовидные прослои карбонатных пород не имеют регионального распространения.

По существующим представлениям в пределах Иркутского нефтегазоносного бассейна выделяются Ангаро-Ленская ступень и Присяжно-Енисейская синеклиза (рис. 26). Ангаро-Ленская ступень охватывает южную часть бассейна и включает такие структурные элементы, как Прибайкало-Ленская синеклиза и Ангаро-Пеледуйская антеклиза. В окраинных частях ступени выделены Казачинский и Бельский выступы складчатого основания, а также Прибайкальский краевой прогиб. В результате геолого-геофизических работ в восточной части Ангаро-Ленской ступени и ча-

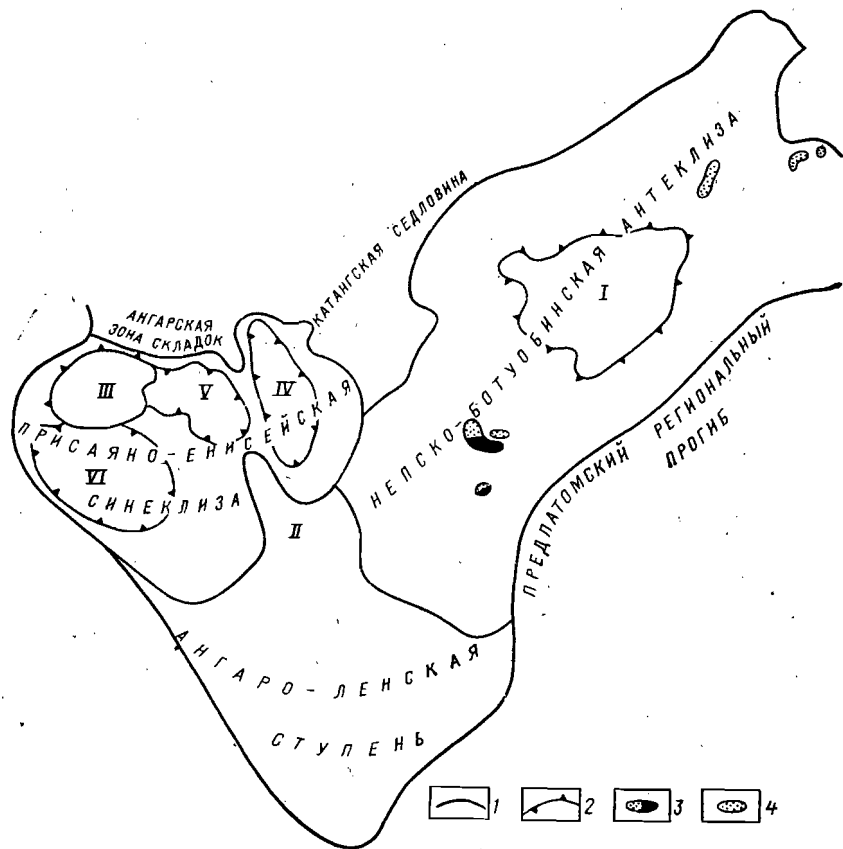


Рис. 26. Структурно-тектоническая схема Иркутского нефтегазоносного бассейна (составлена автором по материалам СНИИГГМСа, 1982 г.).

Границы структур: 1 — надпорядковых, 2 — первого порядка; месторождения: 3 — нефтегазовые и газонефтяные, 4 — газовые.
Структуры первого порядка: 1 — Непский свод; выступы: II — Братский, III — Богучано-Мавзинский; впадины: IV — Катская, V — Мурско-Чунская, VI — Долгомостовская

стично в Прибайкальском прогибе была выделена крупная Непско-Ботуобинская антеклиза. Эта структура четко прослеживается по поверхности погребенного кристаллического фундамента и нижним горизонтам осадочного чехла. В контуре антеклизы выделяется несколько крупных сводовых поднятий (выступов) фундамента, разделенных неглубокими седловинами или протяженными тектоническими швами (Непский свод, Мирненское, Пеледуйское, Сюльдюкарское поднятия и др.).

Присяжно-Енисейская синеклиза характеризуется значительной глубиной залегания кристаллического фундамента (до 7000 м) и располагается в крайней северо-западной части Иркутского бассейна. В пределах синеклизы выделяются Долгомостовская, Канско-Гасеевская и Мурско-Чунская впадины и Чуно-Бирюсинское поднятие [30].

Выполненный многими исследователями [10] анализ структурно-фациальных особенностей осадочного разреза Иркутского нефтегазоносного бассейна указывает на определенную связь между формированием мощных карбонатно-галогенных толщ нижнего кембрия и палеотектонической обстановкой осадконакопления. Как правило, наиболее мощные пачки карбонатных и отчасти сульфатно-галогенных пород формировались в гипсометрически опущенных бассейнах седиментации. Изучение фаций и мощности разновозрастных отложений бассейна свидетельствует в целом об унаследованном тектоническом развитии региона от рифея до конца нижнего кембрия. Все это создало благоприятные условия для образования и захоронения УВ и формирования зон нефтегазоаккумуляции, в том числе и в карбонатных толщах.

Подавляющее большинство нефтяных и газовых месторождений Иркутского бассейна приурочено к Непскому своду. Основные залежи нефти и газа связаны с песчаниками нижнего кембрия и венда. В карбонатном разрезе, на долю которого приходится около 80 % (2000—2500 м) всей мощности осадочного разреза, сколько-нибудь значительных залежей не выявлено. Это обстоятельство явилось причиной осторожной оценки перспектив нефтегазоносности карбонатных пород Сибирской платформы, что привело к преимущественной ориентации геологоразведочных работ на залегающие в основании осадочного чехла нижнепалеозойские и вендско-рифейские терригенные отложения.

Однако за последние годы появились данные, позволяющие иначе оценить перспективы нефтегазоносности карбонатного разреза как Иркутского бассейна, так и Сибирской платформы в целом. Во-первых, глубоким бурением установлено отсутствие в вендско-кембрийских отложениях в сводовых частях отдельных выступов терригенных пород, с которыми большинство исследователей связывают основные перспективы нефтегазоносности региона. Так, на Преображенской площади в центральной части Непского свода разрез венда существенно сокращается — отсутствуют терригенные отложения мотской свиты, на кристаллическом фундаменте с перерывом непосредственно залегают известняки ниж-

него кембрия. Во-вторых, практически на всей территории бассейна установлено региональное распространение мощных карбонатных толщ вендско-кембрийского возраста, чередующихся с повсеместно выдержанными прослоями сульфатно-галогенных пород.

Кроме того, особенностью карбонатного разреза является его региональная нефтегазоносность. Признаки нефти и газа, а часто и их притоки отмечались практически на всей территории Иркутского бассейна. Отсутствует какая-либо четко выраженная стратиграфическая приуроченность нефтегазопроявлений к определенным карбонатным толщам. Чаще всего признаки нефти и газа в карбонатных породах встречаются под соленосными прослоями, которые играют роль экранов. Реже локальные зоны нефтегазоаккумуляции контролируются прослоями других плотных пород: глинистыми известняками и доломитами, отдельными линзами гипсов и ангидритов. Известны случаи образования стратиграфических залежей вследствие экранирующего действия поверхностей региональных перерывов в осадконакоплении.

Нефтегазоносные карбонатные комплексы

В карбонатном разрезе Иркутского нефтегазоносного бассейна представляется возможным выделить несколько НГКК, обязанных своей локализацией преимущественно экранирующему действию соленосных отложений (табл. 6). Анализ распространения этих обособленных друг от друга комплексов свидетельствует о нали-

Таблица 6

Нефтегазоносные и перспективные карбонатные комплексы верхнего кембрия Иркутского нефтегазоносного бассейна

Название региональных НГКК	Возраст и литология экранирующих толщ	Возраст слагающих пород	Мощность комплекса, м	Доля карбонатных пород в НГКК (по мощности), %	Продуктивные горизонты
Ангарско-литвинцевский	Глинистые отложения верхоленской свиты	Карбонаты ангарской и литвинцевской свит	600	60	Пласт водородовых доломитов, келлорский, бильчирский
Булайский	Соли ангарской свиты	Карбонаты булайской свиты	140—190	75	Биркинский
Бельский	Сульфатно-галогенные образования верхней части бельской свиты	Карбонаты нижней и средней частей бельской свиты	200—250	60	Христофоровский, атовский
Мотско-усольский	Соли усольской свиты	Карбонаты мотской и усольской свит	250	70	Балыхтинский, осинский, юряхский, усть-кутский, преобразованный

чий в осадочном чехле нескольких самостоятельных циклов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, которым соответствуют карбонатные формации, заключенные между региональными нефтегазоупорами (рис. 27).

Наиболее древний *мотско-усольский НГКК* включает значительную по времени формирования толщу нижнекембрийских кар-

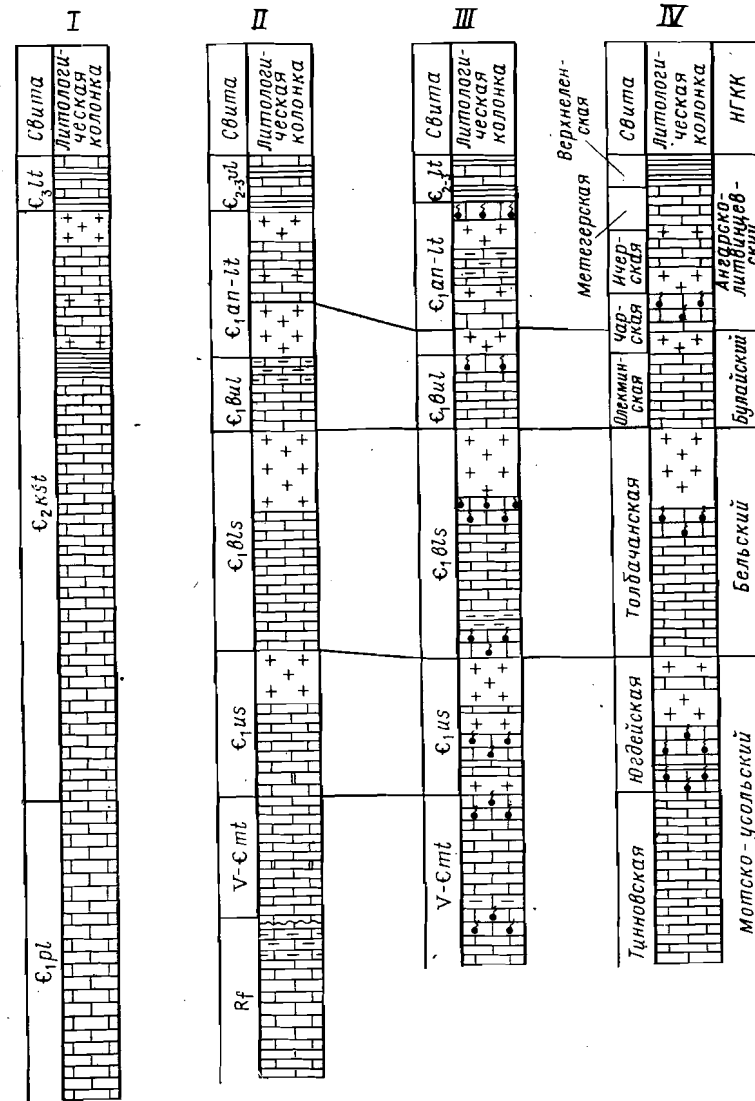


Рис. 27. Сопоставление разрезов карбонатных отложений Сибирской платформы:

I и II — соответственно северная и центральная части Тунгусского нефтегазоносного бассейна; III и IV — соответственно центральная и северо-восточная части Иркутского нефтегазоносного бассейна

бонатных отложений, в которых на участках интенсивного прогибания развиты также и терригенные породы. Экранируется этот комплекс 150-метровой пачкой солей усольской свиты, прослеженной на территории всего Иркутского бассейна (рис. 28). Описываемый комплекс состоит из двух разновозрастных пачек карбонатных пород, стратиграфически приуроченных соответственно к мотской и усольской свитам.

Карбонатные отложения мотской свиты нижнего кембрия, прослеженные на всей территории бассейна, характеризуются региональной нефтегазоносностью. В центральной части Непского свода в мотской свите выявлены два продуктивных горизонта: преображенский, из которого на одноименной площади после проведения солянокислотной обработки получены приток газа с дебитом 62 тыс. м³/сут и небольшое количество нефти, и усть-кутский, при опробовании которого на Преображенской площади получены притоки газа дебитом до 7 тыс. м³/сут и нефти до 1,8 т/сут. В этой части разреза признаки нефти и газа отмечались также на Марковской и Усть-Кутской площадях, а на Даниловской площади выявлена залежь нефти.

Отложения усольской свиты отличаются от нижележащих пород значительно большей нефтегазоносностью. Признаки, а также залежи нефти и газа встречаются здесь преимущественно в нижней части свиты, сложенной 150-метровой толщей карбонат-

ных пород. Здесь выявлено два продуктивных горизонта: юряхский и осинский. Юряхский горизонт установлен лишь в северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы на Верхневилучанской площади. Горизонт сложен преимущественно доломитами и доломитизированными известняками мощностью около 20 м. При их опробовании были получены притоки газа с дебитом до 120 тыс. м³/сут, в отдельных случаях вместе с газом выносилась газированная нефть. Экранируется юряхский горизонт 25-метровой пачкой сильноглинистых известняков, выше которых залегают преимущественно газонасыщенные порово-каверново-трещинные известняки и доломиты осинского горизонта. Литологически оба горизонта существенно не отличаются друг от друга, разделяющая их пачка глинистых известняков не имеет регионального распространения, поэтому юряхский горизонт, очевидно, можно рассматривать как нижнюю часть осинского горизонта.

На большей части Иркутского нефтегазоносного бассейна карбонатные отложения осинского горизонта залегают непосредственно под соленосной толщей верхней части усольской свиты, что обеспечивает надежную изоляцию сформировавшихся в них залежей нефти и газа. Коллекторы осинского горизонта преимущественно порово-трещинные и трещинно-порово-каверновые. Для них характерно отсутствие какой-либо закономерности в распределении коллекторских свойств в пределах даже одной площади. Обычно среди трещинных низкопоровых карбонатных пород распространены отдельные прослои или линзы повышенной емкости, благодаря чему производительность продуктивных скважин часто не отражает те низкие значения пористости и проницаемости, которые имеют опробованные пласты по промысловой геофизике или керну. Скважинами установлено значительное улучшение физико-коллекторской характеристики продуктивных отложений в зоне тектонических нарушений. Распространение улучшенных коллекторов отмечается также на участках развития в карбонатных породах органогенных и водорослевых известняков.

Наибольшее число нефтегазопроявлений в отложениях осинского горизонта отмечено в центральной и южной частях Иркутского бассейна. Однако это обстоятельство скорее отражает большие объемы выполненных здесь буровых работ по сравнению с другими землями региона, нежели более высокие перспективы нефтегазоносности этой территории.

Максимальное количество глубоких скважин вскрыло карбонатные отложения осинского горизонта на Марковском месторождении. Из них в 16 скважинах получены притоки нефти от нескольких десятков литров до 306 т/сут. Такие значительные различия в дебитах многими исследователями объясняются изменением коллекторских свойств продуктивной толщи. Однако, как показали исследования Б. А. Фукса и Г. В. Николаевой, на дебиты скважин существенное влияние оказывают и такие факторы, как воздействие на емкостное пространство промывочных жидкостей, а также технология вскрытия и опробования продук-

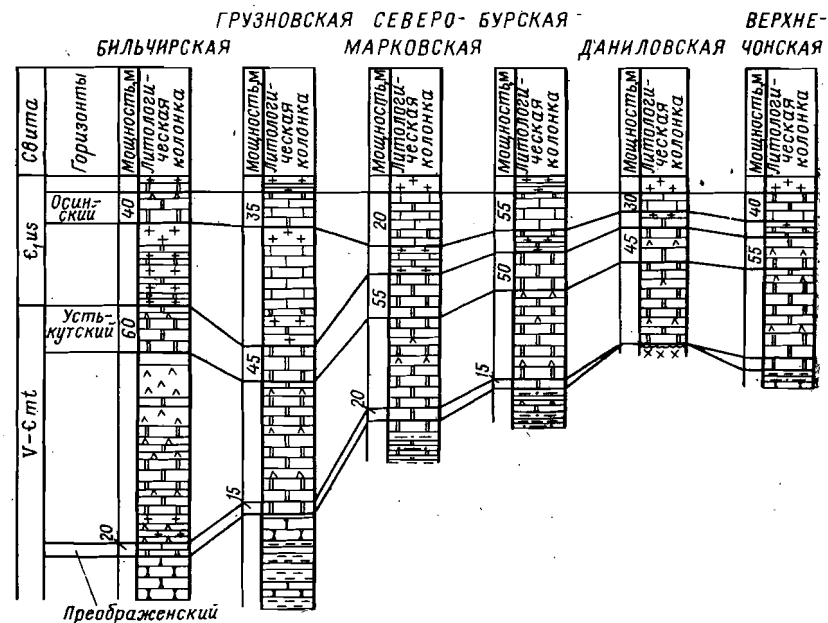


Рис. 28. Сопоставление разрезов мотско-усольского НГКК площадей Иркутского нефтегазоносного бассейна.

На рис. 28, 29, 30 в графе «Горизонты» показаны перспективные и продуктивные пласты

тивных пластов. Промышленные притоки нефти и газа из осинского горизонта помимо Марковского месторождения были получены на Илимской, Потаповской, Атовской, Христофоровской, Осинской и других площадях. Для всех них характерна приуроченность залежей нефти и газа к локальным поднятиям. Во вскрытых разрезах осинского горизонта среди трещиноватых пород выделяются пласты повышенной емкости, мощность и емкостные параметры которых увеличиваются к своду.

Промышленная газоносность осинского горизонта также установлена в восточной части Непско-Ботубобинской антеклизы. Здесь на Среднеботубобинском газовом месторождении в осинском горизонте широко развиты коллекторы порово-кавернового типа, объясненные своим формированием значительным постседиментационным изменением пород. Они представлены доломитами, образовавшимися в результате перекристаллизации первичных доломитов и замещения известняков, а также органогенными известняками с пустотами выщелачивания и кавернами. При опробовании отложений осинского горизонта получены притоки газа различной интенсивности. Максимальный дебит газа составил 200 тыс. м³/сут. Однако в большинстве скважин дебиты газа были непромышленными. При этом важно отметить, что при опробовании отложений осинского горизонта непосредственно после их вскрытия производительность скважин была значительно выше той, которая достигалась при испытании тех же интервалов в эксплуатационной колонне. Несомненно, здесь сказалось влияние аномально низкого пластового давления в продуктивном пласте, что привело к запечатыванию пор и трещин продуктивного пласта фильтратом глинистого раствора и шламом.

Помимо осинского горизонта промышленная нефтегазоносность в усольской свите установлена и выше по разрезу. Здесь на 20—30 м ниже кровли свиты залегают кавернозно-трещиноватые доломиты, с которыми связаны многочисленные нефтегазопоявления, а на Марковской и Балыхтинской площадях из них получены притоки нефти. Этот продуктивный горизонт получил название балыхтинского.

Выше залегают карбонатно-галогенные отложения *бельского НГКК* (рис. 29), в котором залежи нефти и газа в основном сосредоточены в карбонатных породах нижней и средней частей бельской свиты.

Непосредственно в основании свиты выделяется христофоровский горизонт, сложенный доломитами с редкими прослоями известняков. Мощность горизонта обычно составляет 50—60 м, увеличиваясь в северо-западной части бассейна до 140—150 м. Горизонт экранируется глинистыми карбонатными породами, которые в отличие от продуктивного разреза менее трещиноваты, пористость их уменьшается до долей процента, а проницаемость практически равна нулю. Нефтегазоносность христофоровского горизонта впервые была установлена на одноименной площади, где при его вскрытии отмечалось интенсивное разгазирование гли-

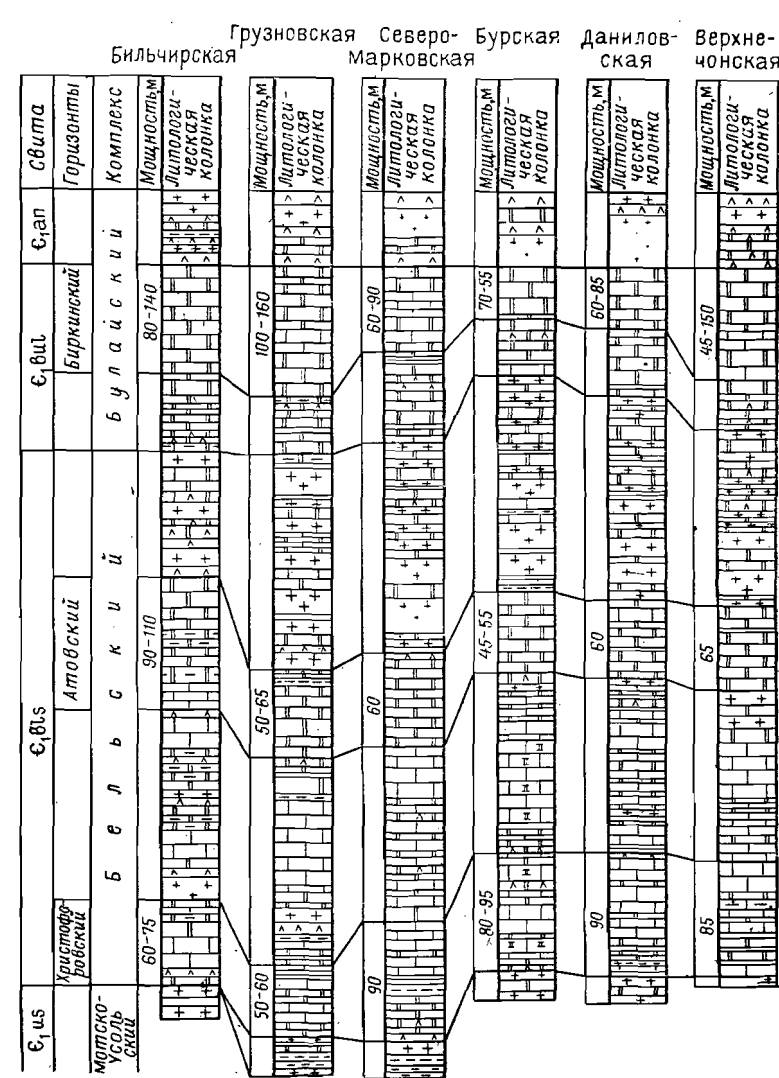


Рис. 29. Сопоставление бельско-булайских карбонатно-галогенных образований площадей Иркутского нефтегазоносного бассейна

нистого раствора с периодическими выбросами нефти, а при опробовании получены слабые притоки нефти и газа. Нефтегазопоявления при вскрытии горизонта отмечались также на Балыхтинской, Усть-Кутской, Марковской, Верхнегирской и других площадях. Во многих случаях отмечалось интенсивное поглощение глинистого раствора.

В верхней части карбонатного разреза бельской свиты, непосредственно под галогенными образованиями, выявлен атов-

ский продуктивный горизонт, сложенный доломитами и известняками мощностью до 45 м. Основную емкость продуктивного разреза образуют вторичные поры, образовавшиеся в карбонатных породах в результате их выщелачивания и сульфатизации. Кроме того, в горизонте установлены высокопористые интервалы, не имеющие определенной приуроченности к какой-либо части продуктивной толщи, суммарная мощность которых увеличивается в сводовых частях локальных поднятий (Христофоровское, Биркинское). Ожидается, что их мощность будет выше в более рельефных структурах, которые в связи с этим представляют первоочередной интерес при поисках нефти и газа в отложениях бельской свиты.

Признаки нефти и газа в атовском горизонте отмечались на Биркинской и Атовской площадях. На Биркинской площади отмечалось интенсивное разгазирование глинистого раствора, а при опробовании интервала проявлений получен приток газа с дебитом до 10 000 м³/сут. Несмотря на различную продуктивность, во всех пробуренных скважинах атовскому горизонту соответствуют интервалы развития улучшенных коллекторов, что свидетельствует о распространении этого горизонта в пределах всей площади. На Атовской площади газоносность описываемого горизонта имеет более локальный характер, поскольку приток газа получен практически лишь в одной скважине из восьми пробуренных. Интенсивные газопроявления из атовского горизонта имели место на Большеразводной и Христофоровской площадях. На многих площадях при вскрытии горизонта отмечались интенсивные до 140 м³/ч поглощения промывочной жидкости (Никитская, Христофоровская). Очевидно, это связано с наличием в продуктивных пластах атовского горизонта аномально низких пластовых давлений и интервалов с хорошими коллекторскими свойствами.

Нефтегазоносность бельской свиты и ее аналогов установлена и в более северных районах Иркутского бассейна. Так, в пределах северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы при вскрытии в Нелбинской и Мурбайской параметрических скважинах карбонатных отложений толбочанской и эльганской свит, отождествляемых с бельской свитой, отмечались признаки нефти. В пробуренной в этом же районе Сюльдюкарской скважине при вскрытии верхней части толбочанской свиты наблюдались интенсивные газопроявления. Обильное насыщение нефтью известняков и доломитов толбочанской свиты было установлено в одной из колонковых скважин, пробуренных севернее Среднеботубинского месторождения. Здесь из нерасчлененной толщи толбочанской и эльганской свит в одной из скважин получен приток газа дебитом около 6 тыс. м³/сут. Для описываемого разреза характерна более широкая приуроченность признаков нефти и газа к той части толбочанской свиты, которая залегает непосредственно под соленосными образованиями, играющими роль регионального экрана.

Залежи нефти и газа бельского карбонатного комплекса экра-

нируют сульфатно-галогенные образования, приуроченные к верхней части бельской свиты и имеющие региональное распространение в пределах Иркутского бассейна.

Булайский НГКК сложен карбонатными породами булайской свиты, экранируемыми соленосными образованиями ангарской свиты (см. рис. 29).

Отложения булайской свиты характеризуются сравнительно выдержанной мощностью (140—190 м) и прослежены практически на территории всей Сибирской платформы. В Иркутском бассейне они вскрыты более чем в 300 скважинах и повсеместно представлены массивными трещиноватыми доломитами с многочисленными прослоями известняков порово-трещинного типа. В наиболее погруженных районах среди карбонатных пород иногда появляются тонкие пропластки солей. Установлено улучшение физико-коллекторских параметров пород булайской свиты в северном направлении за счет широкого развития трещиноватости. Одновременно с этим увеличиваются суммарные мощности доломитов и известняков с поровым типом коллекторов.

На Биркинской и Христофоровской площадях в разрезе булайской свиты установлено наличие выдержанных по простиранию газонасыщенных известняков, получивших название биркинского горизонта. При их опробовании получены фонтанные притоки газа с дебитом до 80 тыс. м³/сут и конденсата 7 м³/сут. На многих площадях в глубоких скважинах при вскрытии булайской свиты отмечались повышенные газопоказания (Криволукская, Осинская, Потаповская). В отдельных скважинах, пробуренных преимущественно в северной части бассейна, выявлена пропитанность пород булайской свиты жидкой газированной нефтью (Непская, Марковская и другие площади). Часто вскрытие карбонатных отложений свиты сопровождалось катастрофическими поглощениями глинистого раствора (до 95 м³/ч), что свидетельствует о наличии в ее разрезе пористых пластов.

Положительно оцениваются перспективы нефтегазоносности булайского НГКК в восточной части Непско-Ботубинской антеклизы, где он представлен известняками и доломитами олекминской свиты. В колонковых и глубоких скважинах здесь установлено региональное нефтенасыщение пород комплекса (Мурбайская, Сюльдюкарская площади). Однако при испытании ни в одной скважине притоков нефти получить не удалось. Очевидно, это обусловлено значительным охлаждением недр в юго-западной части Якутии, где пластовая температура на глубине залегания олекминского горизонта (900—1000 м) не превышает 2—4 °С. Несомненно, это обстоятельство приводит к значительному увеличению вязкости нефти в пласте и затрудняет извлечение ее на поверхность без применения каких-либо вторичных, и в первую очередь тепловых, методов воздействия на призабойную зону. Вместе с тем при забоях некоторых скважин в карбонатной толще булайского возраста отмечались интенсивные газопроявления, а на Верхневилючанском месторождении при вскрытии зоны поглоще-

ния, приуроченной к трещиноватым известнякам этого комплекса, произошел газовый выброс дебитом более 300 тыс. м³/сут. Газопроявления из булайского комплекса были установлены также в Сюльдюкарской параметрической скважине, а на Среднеботуобинском месторождении, как и на Верхневилучанском, к нему приурочены зоны поглощения промывочной жидкости.

Карбонатный разрез Иркутского нефтегазоносного бассейна заканчивается *ангарско-литвинцевским НГКК* суммарной мощностью до 600 м (рис. 30). Слагающие этот комплекс осадки представлены чередованием карбонатных и галогенных прослоев. Переслаивание пористых и непроницаемых пород наложило свой отпечаток на распределение нефтегазоносности в описываемом НГКК: в нем локализовано несколько продуктивных горизонтов. Региональное распространение в бассейне имеют бильчирский и келлорский горизонты и пласт водорослевых доломитов. Все они представлены доломитами и известняками, нефтегазосодержащие породы имеют сложный тип коллектора — порово-трещинный, трещинный и порово-каверновый. Продуктивные горизонты залегают между мощными пачками каменной соли, которые не имеют регионального распространения, и на участках сокращения их мощности и выклинивания возможно соединение отдельных горизонтов в единую продуктивную карбонатную толщу. Комплекс экранируется пачками галогенных пород ангарской свиты и перекрывающими комплекс глинистыми отложениями верхоленской свиты.

Для ангарско-литвинцевского НГКК характерны практически те же нефтегазопроявления и благоприятные признаки перспективности недр, которые отмечались и в более древних карбонатных толщах: нефтенасыщение керна, поглощения промывочных жидкостей, газопроявления в процессе бурения вплоть до газовых выбросов. Однако при этом необходимо отметить большее по сравнению с ранее рассмотренными комплексами распространение по площади наиболее интенсивных газопроявлений со значительными притоками газа (100 тыс. м³/сут и выше). Более высокая производительность скважин установлена на Бильчирской, Биркинской, Христофоровской площадях и в отдельных колонковых скважинах, пробуренных на региональных профилях.

Очевидно, интенсивные газопроявления объясняются небольшими глубинами залегания продуктивных отложений и широко развитым на отдельных участках выщелачиванием карбонатных пород, за счет чего формируются зоны карста и улучшенных коллекторов. Такая зона была вскрыта в скв. 2-Казаркинская. При этом началось полное поглощение промывочной жидкости с интенсивностью до 80 м³/ч, перешедшее затем в фонтан разгазированной пластовой воды с дебитом около 15 тыс. м³/сут.

Отложения описываемого НГКК наиболее полно освещены в пределах северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы на территории Якутской АССР, где они вскрыты редкими параметрическими и колонковыми скважинами. Карбонатным отло-

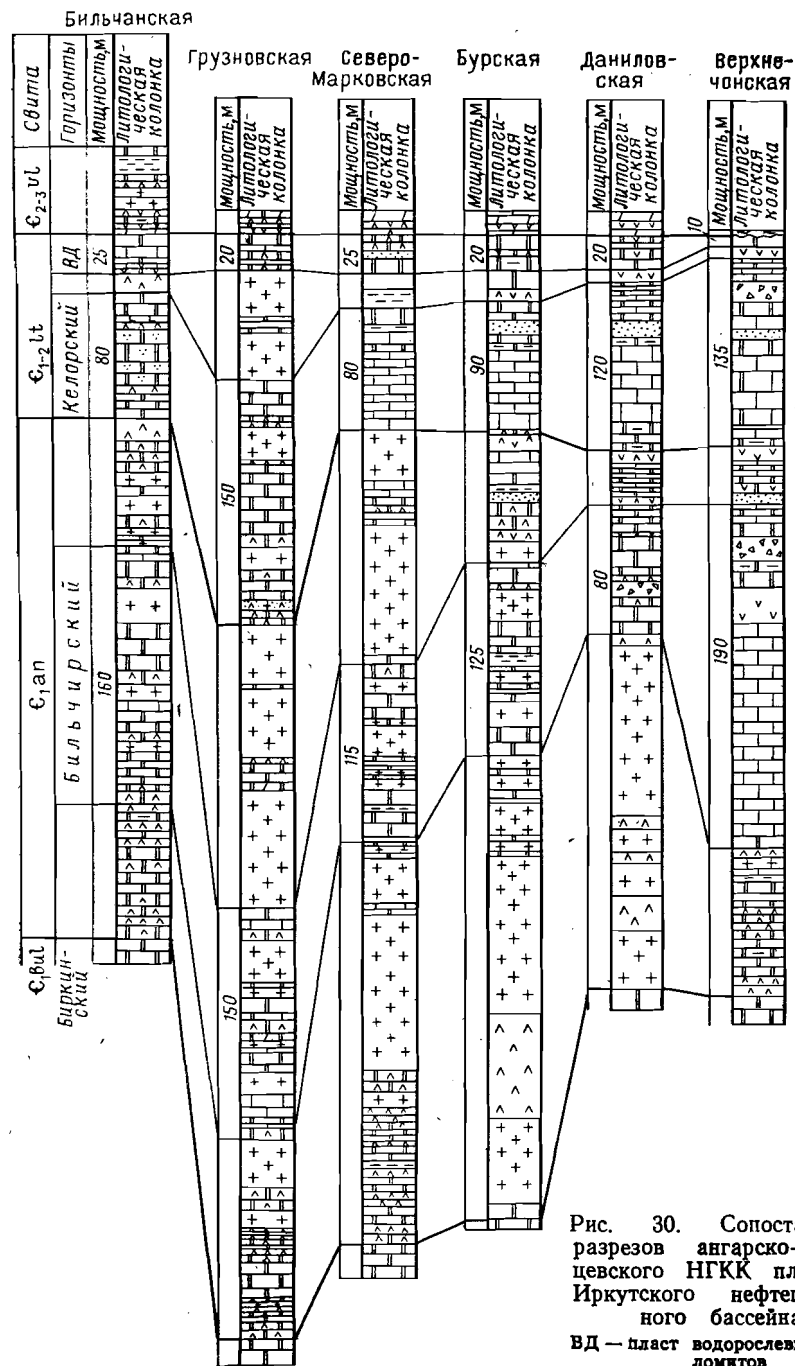


Рис. 30. Сопоставление разрезов ангарско-литвинцевского НГКК площадей Иркутского нефтегазоносного бассейна:

ВД — пласт водорослевых доломитов

жениям булайской и литвинцевской свит по местной стратификации соответствуют аналогичные по литологии осадки чарской, ичерской и метегерской свит. Характерным для них является более широкое развитие сульфатно-галогенных прослоев, за счет чего возможна большая дифференциация карбонатного разреза по сравнению с западными районами Иркутского бассейна. Физико-коллекторская характеристика слагающих их известняков и доломитов существенно не отличается от приведенной ранее для булайско-литвинцевской толщи. Лишь в северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы улучшенные коллекторы больше развиты в нижней части карбонатного разреза — в чарской свите. Именно отсюда получены наиболее интенсивные газопроявления в колонковых скважинах, пробуренных в непосредственной близости от Среднеботуобинского месторождения. В карбонатных отложениях чарской свиты также встречены включения твердых и жидких битумов, а в ряде случаев отмечалась интенсивная пропитанность кавернозных пород жидкой нефтью.

Материалы о нефтегазоносности верхней части карбонатного разреза, стратиграфически относимого к *ичерской и метегерской свитам*, более скудны. Имеются лишь сведения о поглощении глинистого раствора в Нелбинской параметрической скважине с интенсивностью до $5 \text{ м}^3/\text{ч}$. В целом по территории юго-западной Якутии отложения метегерской и ичерской свит характеризуются повсеместным распространением поглощающих горизонтов. При опробовании одного из них в скв. 610 Верхневилючанского месторождения получен приток пластовой воды с газом (дебит газа превышал $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит воды составлял около $400 \text{ м}^3/\text{сут}$).

В керне, отобранном из описываемого разреза в колонковых и гидрогеологических скважинах, пробуренных в непосредственной близости от Мурбайской параметрической скважины, встречены твердые битумы; при испытании отдельных водоносных горизонтов вместе с водой в небольшом объеме поступала нефть и отмечались выделения метанового газа. Аналогичные газопроявления наблюдались при испытании гидрогеологических скважин, пробуренных и в более южных районах бассейна.

Перечисленные факты свидетельствуют о региональной нефтегазоносности ичерско-метегерской карбонатной толщи. Несомненно, формирование залежей нефти и газа в ней в значительной мере зависит от наличия в разрезе как коллекторов, так и экранов, поскольку из-за небольших глубин залегания продуктивной толщи и перекрывающих их плотных пород возможны нарушения структуры нефтегазоупоров и разгерметизация газонефтяных залежей.

Размещение залежей нефти и газа в нефтегазоносных карбонатных комплексах

Материалы о нефтегазоносности Иркутского бассейна, как и всей Сибирской платформы в целом, свидетельствуют о наличии промышленных залежей нефти и газа преимущественно в терри-

генных отложениях мотской свиты, залегающих в основании осадочного чехла. Одновременно в процессе буровых работ были установлены нефтегазопроявления, а иногда скопления УВ при вскрытии кембрийского карбонатного разреза. Этот комплекс осадков, как уже отмечалось, повсеместно нефтегазоносен. Практически на всей территории Иркутского бассейна в карбонатных породах отмечались нефтегазопроявления различной интенсивности. Наибольшее число нефтегазопроявлений известно в тех районах бассейна, где карбонатные отложения залегают непосредственно под прослоями галогенных пород. Очевидно, это объясняется высокими изолирующими свойствами соленосных прослоев, которые обеспечивают захоронение сформировавшихся залежей нефти и газа и препятствуют их разрушению.

Помимо региональной нефтегазоносности карбонатного разреза установлена приуроченность залежей нефти и газа, а также нефтегазопроявлений к определенным интервалам разреза. Анализ фактических материалов о вертикальной зональности нефтегазоносности в осадочной толще позволил нам впервые в карбонатном разрезе Иркутского нефтегазоносного бассейна и в целом Сибирской платформы выделить несколько НГКК, которые, как уже отмечалось, характеризуются общностью процессов формирования, аккумуляции и консервации УВ. Для всех НГКК характерна широкая приуроченность к ним газопроявлений и газовых залежей. В описываемом разрезе нет той преимущественной газонасыщенности верхних комплексов, которая характерна для Восточно-Европейской платформы.

Такие особенности в распределении нефти и газа в карбонатном разрезе объясняются тем, что разновозрастные НГКК контролируются надежными экранами, сложенными каменной солью. Из-за этого вертикальная миграция УВ, очевидно, имела крайне ограниченные масштабы, а известные в карбонатных отложениях залежи нефти и газа сформировались за счет латеральной миграции из окраинных зон регионального погружения. По этой же причине в Иркутском бассейне нет того заметного гравитационного разделения УВ между различными НГКК, какое установлено в бассейнах Восточно-Европейской и Северо-Американской платформ. В описываемом регионе фазовое состояние УВ в разновозрастных карбонатных толщах существенно не различается. Здесь дифференциация УВ на жидкую и газообразную фазы скорее всего может иметь место внутри отдельных комплексов как гидродинамически замкнутых систем.

В связи с залеганием карбонатных пород среди непроницаемых толщ каменной соли многочисленные нефтегазопроявления в них необходимо рассматривать как итог процессов преобразования ОВ, сингенетичного вмещающим породам.

Характерной особенностью нефтегазоносности карбонатного разреза Иркутского бассейна является широкая приуроченность нефтегазоносных горизонтов к зонам карста и ареалам трещиноватости, в которых емкостные параметры продуктивных пород

значительно улучшаются. О наличии трещиноватости и карста свидетельствуют многочисленные поглощения бурового раствора, а также провалы бурильного инструмента, отмечаемые при вскрытии карбонатных отложений. В пределах Иркутского бассейна зоны карста и трещиноватости наиболее распространены в отложениях ангарской и литвинцевской свит.

Трещиноватость играет большую роль в формировании физико-коллекторских свойств продуктивных отложений. Открытие нефтяной залежи в трещиноватых доломитах осинского горизонта Марковского месторождения свидетельствует о реальности выявления подобных залежей нефти и газа в коллекторах такого же типа на других площадях рассматриваемого региона.

Трещиноватые коллекторы, судя по анализу фактического материала, максимально распространены в тектонических мобильных зонах. Таким условиям удовлетворяют в первую очередь прибрежные участки Прибайкальского прогиба, Присяно-Енисейской синеклизы и склоны Непско-Ботуобинской антеклизы. Благоприятные условия для открытия месторождений нефти и газа в трещиноватых доломитах и известняках имеются и в других районах бассейна. Так, например, залежи нефти и газа могут быть открыты в приразломных зонах, подобных тем, в которых отмечены значительные притоки газа и нефти, — на Бильчирской, Христофоровской, Марковской площадях.

В результате проведенных за последние годы геологоразведочных и научно-исследовательских работ была установлена значительная роль биогенных образований в формировании залежей УВ в карбонатных породах [14]. Одновременно стало известно, что в строении отдельных продуктивных горизонтов большая роль принадлежит рифогенным образованиям. Так, например, балхтинский горизонт в центральной части Иркутского бассейна сложен органогенно-обломочными известняками, которые на отдельных площадях (Тылтинская, Усть-Кутская и др.) замещаются обломочными доломитами, включающими биостромные водорослевые разности.

Рифогенные образования, которые существенно улучшают емкостные параметры карбонатного разреза, выявлены в атовском горизонте. Если открытая пористость слагающих этот горизонт пород редко превышает 6—8 %, то в зонах развития рифогенных известняков, тяготеющих, как правило, к сводовым частям структур, значения пористости увеличиваются до 12—16 % (Атовская, Биркинская и Христофоровская площади). Возможно, что образование этих локальных структур является результатом развития рифогенных фаций. Такие примеры упоминались нами при описании карбонатного разреза Тимано-Печорской нефтегазонасной провинции, где над среднефранскими рифами в вышележащих фаменских отложениях формировались положительные структуры с ловушками, содержащими залежи нефти.

II.4.2. Тунгусский нефтегазонасный бассейн

Тунгусский нефтегазонасный бассейн включает наименее изученные земли Сибирской платформы. К 1984 г. в этом регионе пробурено 230 тыс. м глубоких скважин, что составило плотность бурения не более 0,1 м/км². Однако, несмотря на такую слабую изученность, представляется возможным в общих чертах охарактеризовать морфологию и особенности строения нефтегазонасных комплексов, в том числе сложенных карбонатными породами.

Тунгусский нефтегазонасный бассейн, соответствуя в основном территории одноименной синеклизы, расположен в западной части Сибирской платформы преимущественно на территории Красноярского края. Контуры бассейна ограничиваются глубинными разломами, прямым отражением которых являются зоны сгущения траппового магматизма, выраженные на геофизических картах в виде дифференцированного магнитного поля. Бассейн граничит на севере с наложенным Енисей-Хатангским региональным прогибом, на юге с Катангской седловиной. Восточная граница бассейна большинством исследователей проводится по западному склону Анабарской антеклизы и проходит севернее Непско-Ботуобинской антеклизы. Западное ограничение бассейна соответствует Восточно-Енисейской ступени и Туруханско-Норильской гряде.

Вопросы геологического строения и перспектив нефтегазонасности Тунгусской синеклизы нашли отражение в трудах сотрудников ВНИГРИ (Э. А. Базанов, К. К. Макаров и др.), специалистов производственных организаций (А. М. Иванов, В. Д. Накаряков, В. Г. Сибгатуллин и др.) и ученых сибирской школы (А. Э. Конторович, Н. В. Мельников, В. С. Старосельцев, В. С. Сурков, А. А. Трофимук и др.).

В строении Тунгусского нефтегазонасного бассейна принимают участие терригенно-карбонатные отложения рифея и нижнего палеозоя общей мощностью от 3 до 8 км. Наиболее древними отложениями, залегающими непосредственно на архейском кристаллическом фундаменте, являются карбонатно-терригенные образования, возраст которых по калий-марганцевому методу составляет 1080—1200 млн. лет — *средний-верхний рифей*. Этот комплекс осадков вскрыт на Куломбинском месторождении, расположенном на Камовском своде.

Залегающие на рифейских образованиях *отложения нижнего кембрия* имеют различный фациальный облик в южной части Тунгусского бассейна (Катангская седловина и южная окраина Байкитской антеклизы) и в его северных районах (центральная и северная части Байкитской антеклизы). Если в первом районе нижнекембрийские отложения сходны с синхронными образованиями Иркутского бассейна, то во втором карбонатный разрез нижнего кембрия существенно отличается от ранее описанного. В основании его залегают карбонатно-глинистые породы платоновской свиты (*Є₁pl*), сопоставляемые с ошаровской свитой центральной части Байкитской антеклизы и верхнемотской под-

свитой Иркутского бассейна. Выше этой толщи выделяются отложения костинской, летнинской, усть-пелядкинской свит кембрия, перекрытые породами ордовика, силура и более молодыми толщами палеозоя.

Отложения костинской свиты (ϵ_2 *kst*), отождествляемые с верхней частью усольской свиты, бельской, булайской и ангарской свитами, сложены однородной толщей карбонатных пород мощностью до 2000 м, среди которых встречаются отдельные прослои глин и ангидритов. Характерным для свиты является наличие многочисленных пористых прослоев, которые в нижней части некоторыми исследователями относятся к рифогенным телам [9].

Карбонатные отложения платоновской и костинской свит перекрываются глинисто-карбонатными породами летнинской свиты (ϵ_3 *lt*), среди которых основная мощность приходится на глинистые разности. Отложения летнинской свиты являются возрастным аналогом подобной по литологии глинистой толщи верхоленской свиты и служат региональным экраном для нижележащего карбонатного разреза нижнего кембрия.

Завершают карбонатный разрез кембрия отложения усть-пелядкинской свиты, представленные переслаиванием доломитов и известняков. Для разреза свиты характерно увеличение в восточном направлении в карбонатных породах терригенного и сульфатного материала.

В северной части Тунгусского бассейна в отличие от остальной территории Сибирской платформы карбонатный разрез кембрия венчается мощной толщей карбонатных пород ордовика, силура и девона.

Отложения ордовика вскрыты несколькими скважинами в пределах Курейско-Летнинского, Хантайско-Рыбнинского мегавалов, Сурингдаконского свода и представлены переслаиванием известняков, доломитов, среди которых залегают отдельные пачки глин и песчаников. Верхняя часть ордовика фациально отличается от нижней, сложенной в основном карбонатными породами, и состоит из переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и изредка известняков.

Силурийские отложения наиболее полно охарактеризованы на Сухотунгусской площади и представлены тремя пачками (снизу вверх): карбонатно-глинистой, карбонатной и загипсованной глинисто-карбонатной. Наибольший практический интерес представляет средняя пачка, сложенная органогенно-детритовыми, пористо-кавернозными известняками мощностью до 80 м. Общая мощность силура достигает 370—400 м.

Граница силура с девоном устанавливается по смене карбонатных отложений верхнего силура преимущественно мергелистыми и аргиллитовыми породами нижнего девона. Такой в основном глинистый характер *девонских отложений* сохраняется и выше по разрезу, и только в Норильском районе верхняя часть девона, по возрасту соответствующая интервалу от верхов франского до низов турнейского ярусов, помимо терригенных содержит отдельные

прослои доломитов, ангидритов и гипсов. В связи с таким литологическим обликом отложения девона выполняют роль регионального экрана, контролирующего нижележащую палеозойскую карбонатную толщу.

Более молодые верхнепалеозойские отложения встречены только в наиболее погруженных участках Тунгусской синеклизы и представлены главным образом терригенными породами.

Таким образом, в Тунгусском нефтегазоносном бассейне отмечается региональное развитие карбонатных отложений, характеризующихся благоприятными условиями для формирования в них залежей нефти и газа. Об этом свидетельствует наличие в разрезе пластов-коллекторов, регионально развитых литологических экранов и, как следствие этого, многочисленных нефтегазопроявлений при вскрытии отдельных пачек карбонатных пород. Подобная оценка перспектив нефтегазоносности карбонатного разреза определяется и благоприятной структурной обстановкой. Дислоцированные кристаллическое основание и осадочный чехол Тунгусского бассейна разделяются на ряд положительных и отрицательных структурных элементов, обусловивших формирование зон генерации и аккумуляции УВ (рис. 31).

Основным структурным элементом, определяющим морфологию нефтегазоносного бассейна, является Тунгусская синеклиза, представляющая собой гигантскую впадину, выполненную мощной до 5—6 км толщей осадочных образований. По геолого-геофизическим материалам внутри синеклизы выделен ряд структурных элементов подчиненного значения. В соответствии с современными представлениями о тектонической структуре Тунгусской синеклизы (А. Э. Конторович, В. Д. Накаряков, В. Г. Сибгатуллин, В. С. Сурков, А. А. Трофимук и др.) наиболее крупными ее структурными элементами являются Байкитская антеклиза и Катангская седловина.

Байкитская антеклиза представляет собой крупную положительную структуру размером 750×300 км, вытянутую вдоль юго-западной окраины Сибирской платформы. В пределах антеклизы выделяются три поднятия первого порядка: Камовский свод, Бахтинский мегавыступ, являющийся обширной террасовидной структурой и Сурингдаконский свод, расположенный в северной, наиболее погруженной части антеклизы. Положительные структуры первого порядка разделяются между собой впадинами, наиболее крупными из которых являются Курейская (в последние годы выделенная в самостоятельную Курейскую синеклизу), Нижнетунгусская, Приенисейская, Усть-Кимчунская и др.

Сводные поднятия Байкитской антеклизы обычно осложнены структурами второго порядка. Так, например, в пределах наиболее изученного геофизическими работами и глубоким бурением Камовского свода выделяются Курумбинское, Усть-Камовское, Верхнетахомское, Чадобецкое куполовидные поднятия и Тайгинский вал.

В южной краевой части Тунгусской антеклизы выявлено круп-

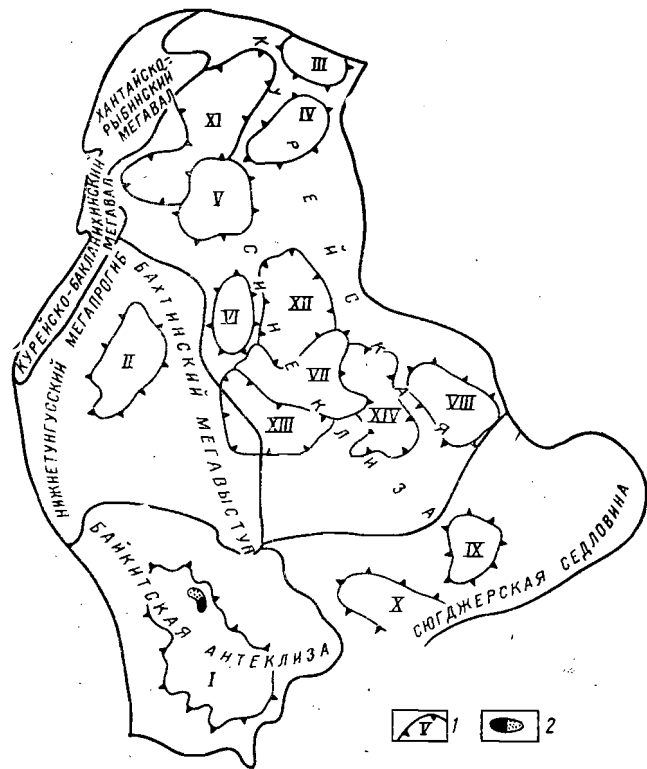


Рис. 31. Структурно-тектоническая схема Тунгусского нефтегазонасного бассейна (составлена автором по материалам СНИИГГимСа, 1982 г.):

1 — границы структур первого порядка; 2 — нефтегазовое месторождение.
Своды: I — Камовский, II — Суригдаковский, III — Лебяжский, IV — Аянский, V — Анамский, VI — Юктемийский, VII — Кочечумский, VIII — Турунский, IX — Илимпейский; X — Чунский выступ; XI — Ламско-Хайтайский мегапрогиб; впадины: XII — Верхнекочечумская, XIII — Туринская, XIV — Корвунчанская

ное Катангское погребенное поднятие, в пределах которого выделяются три свода (Ванаварский, Чунский и Илимпейский), имеющие площадь до 25—30 тыс. км² и амплитуду в несколько сот метров. Геолого-геофизические данные позволяют предполагать наличие в пределах крупных сводов нескольких поднятий типа Куюмбинского и Ванаварского, где уже установлены залежи нефти и газа во вскрытом разрезе. Таким образом, весь комплекс имеющихся материалов свидетельствует о благоприятных структурных предпосылках для формирования залежей нефти и газа в пределах Тунгусской синеклизы.

Территория Тунгусского нефтегазонасного бассейна по сравнению с аналогичными районами Сибирской платформы геологоразведочными работами освещена значительно слабее. В первую очередь это относится к карбонатному разрезу, изученность которого наиболее низка. Вместе с тем полученные в последнее время дан-

ные указывают на повышение роли карбонатных пород в общей оценке перспектив нефтегазонасности Тунгусской синеклизы. С одной стороны, это обусловлено уменьшением масштабов распространения терригенных пород, с которыми многие исследователи связывают основные перспективы нефтегазонасности описываемого бассейна (пробуренными в пределах Камовского свода глубокими скважинами установлено отсутствие в разрезе терригенных отложений мотской свиты). С другой стороны, в последние годы установлено расширение стратиграфического диапазона распространения карбонатных отложений в осадочном чехле. Если в Иркутском бассейне карбонатные породы слагают только кембрийскую систему, то в Тунгусском бассейне интервал распространения карбонатных отложений значительно расширен за счет рифейских образований, а также более молодых силурийских и ордовикских комплексов.

Нефтегазонасные карбонатные комплексы

В осадочном разрезе Тунгусского нефтегазонасного бассейна выделяется несколько перспективных комплексов, сложенных карбонатными породами. В основании вскрытого осадочного чехла выделен рифейский НГКК, сложенный известняками и доломитами рифейского возраста. Продуктивность этого комплекса установлена в пределах Камовского свода на Куюмбинском месторождении. Здесь в нескольких скважинах получены притоки нефти и газа дебитами соответственно до 140 т/сут и 70 тыс. м³/сут. Продуктивные горизонты приурочены к верхней части куюмбинской свиты рифея, сложенной перекристаллизованными кавернозными доломитами и известняками (рис. 32). Основные промышленные

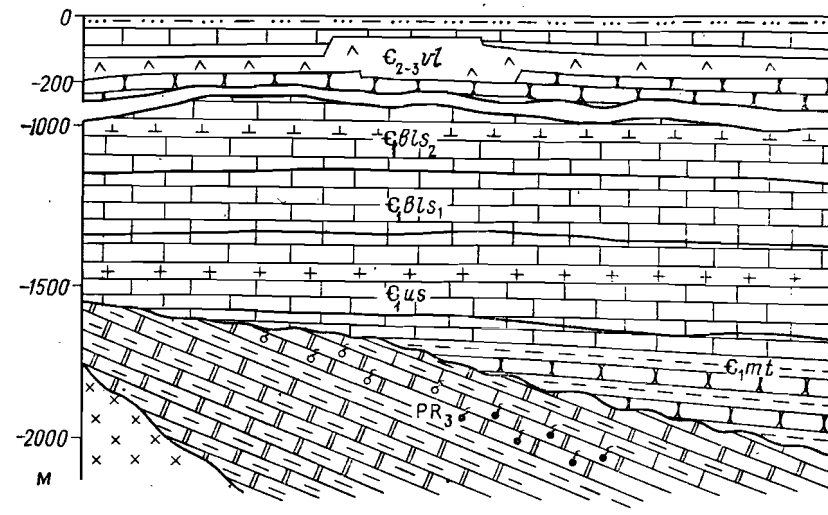


Рис. 32. Геологический разрез Куюмбинского месторождения

притоки приурочены либо к зоне стратиграфического несогласия на границе рифея и нижнего кембрия, либо к зоне развития каверн и карстовых полостей, располагающейся в 200—250 м ниже поверхности размыва рифейских толщ. Судя по положению в разрезе водонефтяных и газонефтяных разделов выявленных залежей, последние гидродинамически не связаны между собой, что свидетельствует о наличии между ними прослоев плотных непроницаемых пород, выполняющих роль локальных литологических экранов.

Положение залежей нефти и газа на Куюмбинском месторождении контролируется рифейским структурным планом, который по данным сейсморазведки определен весьма схематично. По предварительным материалам здесь развита крупная антиклиналь, в осевой части которой на предкембрийскую поверхность размыва выходят гранитогнейсы кристаллического фундамента, а склоны сложены карбонатно-терригенными породами рифея. В связи с этим в плане залежи нефти и газа, очевидно, будут иметь кольцевое строение.

На Куюмбинском месторождении рифейский НГКК экранируется вышележащими глинисто-карбонатными отложениями мотской свиты, которые для этого комплекса являются региональным нефтегазоупором. Однако в более северных районах Тунгусского нефтегазоносного бассейна, где экранирующие свойства нижней части мотской свиты значительно ухудшаются в связи с фациальным замещением слагающих ее глинистых пород карбонатными, возможно слияние рифейского комплекса с вышележащими отложениями.

На большей части территории Тунгусского бассейна, как и всей Сибирской платформы, нижняя и средняя части мотской свиты сложены терригенными породами мощностью до 250 м и включают несколько песчаных пластов, промышленная нефтеносность которых установлена на многих площадях региона. Эта терригенная толща мотской свиты в случае ее наличия в разрезе образует самостоятельный нефтегазоносный комплекс. Наиболее характерными для этого комплекса являются залежи газа и нефти, выявленные в песчаниках мотской свиты на Собинском месторождении.

Залегающий выше терригенных отложений *мотско-усольский НГКК*, широко распространенный в пределах Тунгусского бассейна, включает верхнюю карбонатную часть мотской свиты, полностью отложения усольской свиты и экранируется мощной пачкой каменной соли, залегающей в кровле последней (рис. 33).

Карбонатные отложения мотской свиты отличаются региональной нефтегазоносностью. При их вскрытии на ряде площадей Курейско-Летнинского мегавала практически во всех пробуренных скважинах наблюдались притоки нефти и газа различной интенсивности. Залежи нефти и газа в карбонатах мотской свиты чаще всего приурочены к участкам улучшенных коллекторов. Экранируются они также карбонатными породами с увеличенной глинистостью и отсутствием широко развитой трещиноватости.

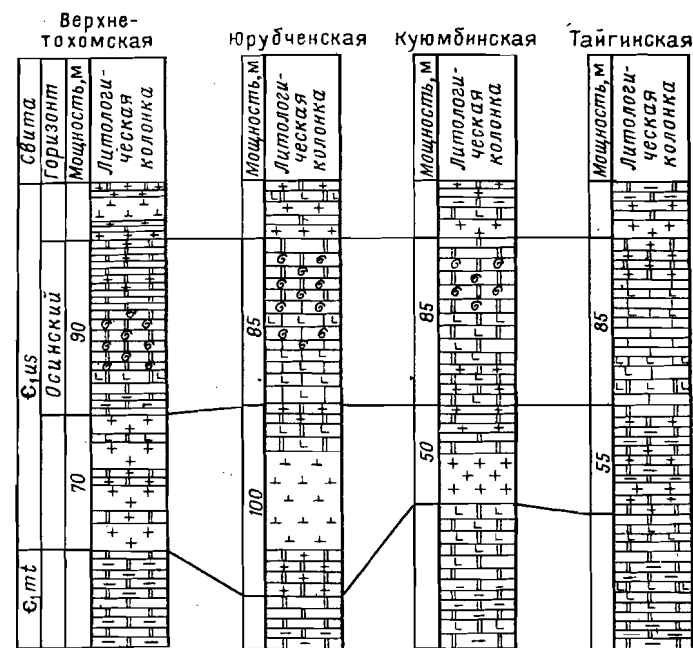


Рис. 33. Сопоставление разрезов мотско-усольского перспективного карбонатного комплекса площадей северной части Тунгусского нефтегазоносного бассейна

Верхняя и средняя части усольской свиты, с которой связаны многочисленные нефтегазопроявления в пределах Иркутского нефтегазоносного бассейна, в описываемом районе изучены значительно слабее. Отложения усольской свиты здесь вскрыты всего в 42 скважинах, тогда как на территории Иркутского бассейна в 350.

В связи с меньшей освещенностью глубоким бурением верхней части мотско-усольского НГКК в Тунгусском бассейне объем информации о нефтеносности этих отложений невелик. Однако это обстоятельство ни в коей мере не свидетельствует о более низких перспективах нефтегазоносности описываемой толщи, а скорее отражает ее слабую изученность. Разрезы кембрийских карбонатных отложений по отдельным пробуренным здесь скважинам довольно четко коррелируются с одновозрастными толщами Иркутского бассейна, в них также выделяется несколько перспективных карбонатных толщ, контролируемых мощными региональными нефтегазоупорами, сложенными соленосными формациями.

Выделяющийся в карбонатных отложениях усольской свиты осинский горизонт довольно уверенно прослеживается и в Тунгусском бассейне. Залегает он в средней части усольской свиты (в 40—50 м выше ее подошвы) и имеет мощность 80—100 м. Литологически горизонт представлен кавернозными доломитами, ко-

торые на отдельных участках фациально замещаются известняками. Наличие в осинском горизонте благоприятных для нефтегазонакопления коллекторов подтверждается результатами опробования этой толщи. При испытании осинского горизонта на Усть-Куломбинской площади из скв. 4 получен приток соленой пластовой воды дебитом $24 \text{ м}^3/\text{сут}$ и с повышенным газовым фактором. При испытании этих же отложений на Куломбинской площади в скв. 2 получен приток пластовой воды с дебитом около $30 \text{ м}^3/\text{сут}$. На указанных площадях известняки осинского горизонта являются коллекторами трещинно-кавернового типа.

При испытании известняков осинского горизонта в Тайнинской параметрической скважине получен приток пластовой воды с дебитом выше $50 \text{ м}^3/\text{сут}$. В этом районе установлено увеличение дебитов водоносных горизонтов в зоне повышенной мощности осинского горизонта и в тех районах, где в его составе преобладают известняки.

В пределах южной части Тунгусской синеклизы для разреза осинского горизонта характерна повышенная битуминозность карбонатных пород по трещинам и кавернам. Наиболее значительные признаки нефти встречены в Сутягинской параметрической скважине, а также солепоисковой скважине, пробуренной в северной части Верхнетасеевского вала. В последней с глубины 1318 м подняты пористые известняки осинского горизонта, обильно насыщенные легкой нефтью. Породы в этом интервале пронизаны многочисленными макро- и микротрещинами, по которым наблюдались выходы газированной нефти. Однако, несмотря на такую благоприятную характеристику карбонатных отложений усольской свиты, промышленных притоков нефти и газа из них в пределах Тунгусской синеклизы пока не получено.

Выше по разрезу выделяется *бельский НГКК*, территория распространения которого ограничена той частью бассейна, где развиты соленосные отложения верхнебельской подсвиты, являющиеся региональным экраном для нижележащих карбонатных пород бельской свиты. Непосредственно на территории Тунгусского бассейна верхнебельские соли установлены в пределах Катангской седловины и Байкитской антеклизы.

Несмотря на значительное площадное распространение комплекса, сведения о перспективах его нефтегазоносности базируются лишь на отрывочных данных о поверхностных газопроявлениях, имеющих место при вскрытии слагающих его отложений отдельными параметрическими скважинами. Так, при испытании в Тынынской опорной скважине, пробуренной в Канско-Тасеевской впадине, известняков нижнебельской подсвиты получен приток горючего газа с дебитом около $12 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$.

В солепоисковой скв. 59, пробуренной западнее Тынынской скважины, в нижней и средней частях бельской свиты вскрыты пористо-кавернозные доломиты с многочисленными включениями по микротрещинам, порам и мелким кавернам жидких битумов. В Фединской параметрической скважине доломиты бельской сви-

ты были пропитаны битумами, а при их опробовании получены притоки рассола с растворенным газом. Нефтенасыщение доломитов бельской свиты установлено и в более северных районах Тунгусского бассейна. Так, на Куломбинском газонефтяном месторождении в нескольких скважинах из средней части свиты были подняты доломиты, пропитанные нефтью. При этом установлено широкое развитие во вскрытом разрезе не только трещиноватых, но и пористо-кавернозных пород, к которым приурочены наиболее интенсивные нефтегазопроявления при бурении.

Выше галогенно-карбонатных отложений бельской свиты выделяется *булайский перспективный НГКК*, распространенный в южных и центральных частях Тунгусского бассейна. Площадь распространения НГКК ограничивается областью развития выше лежащих солей ангарской свиты, являющихся региональным флюидоупором.

Несмотря на то что карбонатные отложения булайской свиты залегают на незначительных глубинах и вполне доступны для освоения, нефтегазоносность их из-за недостаточного объема геолого-геофизической информации осталась практически не изученной. Имеются лишь косвенные данные, свидетельствующие о возможной нефтегазоносности карбонатных пород свиты. К этим данным в первую очередь необходимо отнести наличие высокопористых карбонатных пород с резким нефтяным запахом в разрезах Тайнинской и Куломбинской параметрических скважин. Суммарная мощность нефтенасыщенных пород булайской свиты 150 м .

Кембрийский карбонатный разрез Тунгусского бассейна завершает *ангарско-литвинцевский перспективный НГКК*, площадь развития которого ограничена центральными районами бассейна, где сохранилась от предверхоленского размыва наиболее пронизанная часть разреза ангарской и литвинцевской свит. Нефтегазоносность этого комплекса в пределах Тунгусского бассейна практически не изучена. Имеются лишь сведения об общем сходстве карбонатно-галогенных разрезов ангарской и литвинцевской свит Иркутского и Тунгусского бассейнов. При бурении скважин на уровне комплекса почти повсеместно отмечались полные поглощения промывочной жидкости, что указывает на наличие в нем пластов-коллекторов.

Экранируют описываемый комплекс аргиллиты и мергели залегающей выше верхоленской (эвенкийской) свиты, а в зоне максимальной мощности верхнекембрийских отложений (Катангская седловина, северо-восточная часть Тунгусской синеклизы) — сульфатно-галогенные образования литвинцевской свиты.

Вендско-кембрийские карбонатные нефтегазоносные комплексы — мотско-усольский, бельский, булайский и ангарско-литвинцевский — распространены в основном в южных районах Тунгусского бассейна, где над карбонатными породами, слагающими эти комплексы, залегают регионально выдержанные мощные соленосные прослои, являющиеся герметизирующими литологическими экранами.

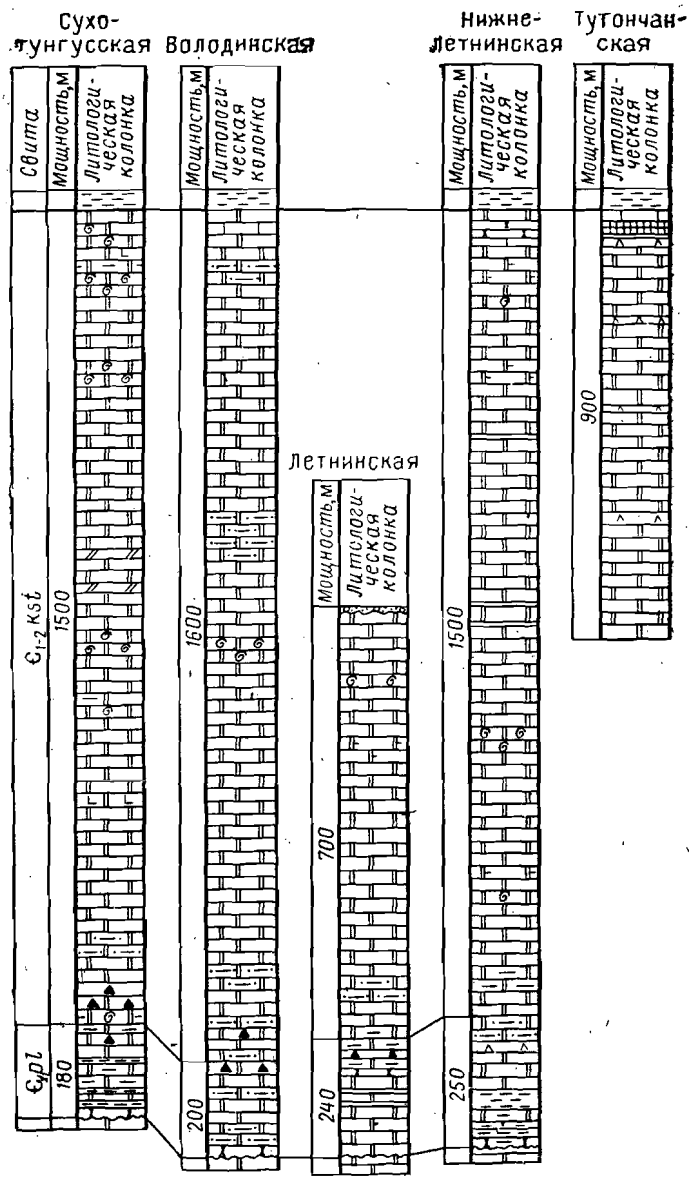


Рис. 34. Сопоставление разрезов кембрийских карбонатных отложений площадей северной части Тунгусского нефтегазодносного бассейна

В северной части Тунгусского бассейна разрез кембрийских отложений существенно отличается от ранее описанного (рис. 34). Как уже отмечалось ранее, из-за отсутствия регионально выдержанных пачек эвапоритовых пород кембрийский карбонатный

разрез здесь не расчленяется на несколько автономных нефтегазодносных комплексов. По геолого-геофизическим материалам представляется возможным в вендско-кембрийском разрезе выделить лишь один мощный платоновско-костинский НГКК (табл. 7), основание которого сложено карбонатно-глинистыми отложениями платоновской свиты, синхронными образованиям верхнемотской подсвиты. Верхняя часть комплекса — это карбонатные породы костинской и летнинской свит, возрастных аналогов мощной толщи карбонатных осадков от усольской до верхоленской свит, выделяемых в южной части бассейна.

Отложения костинской свиты, как уже упоминалось, сложены в основном водорослевыми доломитами, реже известняками мощностью до 1500 м. В юго-западной части Тунгусского бассейна в отложениях свиты выявлены карбонатные рифогенные породы. По данным одиночных глубоких скважин в разрезе костинской свиты можно выделить несколько перспективных горизонтов. Один из них, характеризующийся региональным распространением, приурочен к нижней части свиты и сложен кавернозными доломитами мощностью около 100 м. Этот горизонт, выделенный в ряде скважин, пробуренных в различных частях бассейна, является аналогом осинского горизонта соленосного типа разреза. Из этого горизонта получены притоки газа с дебитом от 7 до 36 тыс. м³/сут на Ниж-

Таблица 7

Нефтегазодносные и перспективные карбонатные комплексы Тунгусского бассейна

Название НГКК	Территория распространения	Возраст и литология экранирующих толщ	Возраст слагающих пород	Мощность комплекса, м	Доля карбонатных пород в НГКК (по мощности), %
Силурийский	Сурингдаконский свод, Курейско-Летнинский метавал	Сульфатно-глинистые отложения лудловского яруса (S) Глины чуньского горизонта (O)	Известняки и доломиты, S ₁ 1—w, глины, D ₁	550	65
Ордовикский	То же	Глины чуньского горизонта (O)	Органогенные карбонатные породы устькуского горизонта (O) Карбонатные породы костинского горизонта (C ₂)	650	70
Платоновско-костинский	Бахоченский метавыступ, Нижнетунгусский метавал, Ламско-Хангайский метавал, Анамский свод Камовский свод	Глины летнинской свиты (C ₂) Глинисто-карбонатные породы (C ₁)	Известняки, доломиты, R ₁	1700	85
Рифейский	Рифейский			350	80

нелетнинской, Володинской и Сухотунгусской площадях Курейско-Летнинского мегавала.

Непосредственно выше газоносного горизонта в отложениях нижнекостинской подсвиты по промыслово-геофизическим материалам выделяются пласты-коллекторы, представленные кавернозными доломитами мощностью до 60 м и экранируемые плотными карбонатными породами. Аналогичный горизонт (кавернозные доломиты мощностью около 20 м) выявлен на Сухотунгусской площади в верхней части среднекостинской подсвиты. При испытании его в отдельных скважинах получены незначительные притоки нефти. Экранируют этот горизонт плотные глинистые доломиты и доломитовые мергели мощностью до 80 м.

Наибольший поисковый интерес в костинском горизонте представляет его верхняя часть, сложенная кавернозно-трещинными известняками мощностью до 180 м. В кровле известняков выделяется регионально выдержанный высокопроницаемый коллектор мощностью около 50 м. На Сухотунгусской площади в скважинах из него получены притоки газа дебитом от 11,2 до 24 тыс. м³/сут и пластовая вода с обильной пленкой нефти. Водопроявления отмечались также в Тунгусской опорной скважине.

Высокими коллекторскими свойствами верхний пласт костинского горизонта характеризуется и в более восточных районах Тунгусского бассейна. Здесь он сложен преимущественно закарстованными, сильнокавернозными известняками. При их опробовании в Лиственичной параметрической скважине получен приток пластовой воды с дебитом 155 м³/сут, а в Анакитской скважине 400 м³/сут.

Региональным экраном для костинской свиты служит почти 200-метровая толща глинисто-мергелистых пород летнинской свиты, имеющая региональное распространение и контролирующая наиболее проницаемую часть описываемого комплекса.

Из всех карбонатных комплексов Тунгусского бассейна платоновско-костинский НГКК представляется наиболее перспективным для поисков зон нефтегазонакопления. Ранее при описании нефтегазоносных комплексов Восточно-Европейской, Африкано-Аравийской и Северо-Американской платформ нами уже отмечалось то обстоятельство, что одним из условий, благоприятствующих формированию скоплений УВ в карбонатном разрезе, является отсутствие в нем большого числа непроницаемых прослоев, дифференцирующих перспективную толщу на несколько нефтегазоносных комплексов.

В северной части Байкитской антеклизы в платоновско-костинской карбонатной толще имеется лишь одна пачка плотных малопроницаемых пород, которая залегает непосредственно в кровельной части карбонатного разреза и является его региональным флюидоупором. Благодаря этому УВ, мигрируя вверх по разрезу, не распределяются здесь по нескольким нефтегазоносным толщам, а могут локализоваться под верхним региональным флюидоупором и образовать значительные залежи нефти и газа.

Залегаящие в верхней части осадочного чехла карбонатные отложения ордовика, силура и девона (рис. 35) глубоким бурением практически не изучены. Сведения об их структурно-фациальных особенностях базируются лишь на материалах одиночных параметрических скважин, пробуренных в неясных структурных условиях.

Отложения ордовика представляют несомненный интерес для поисков нефти и газа, поскольку в нижней части они сложены

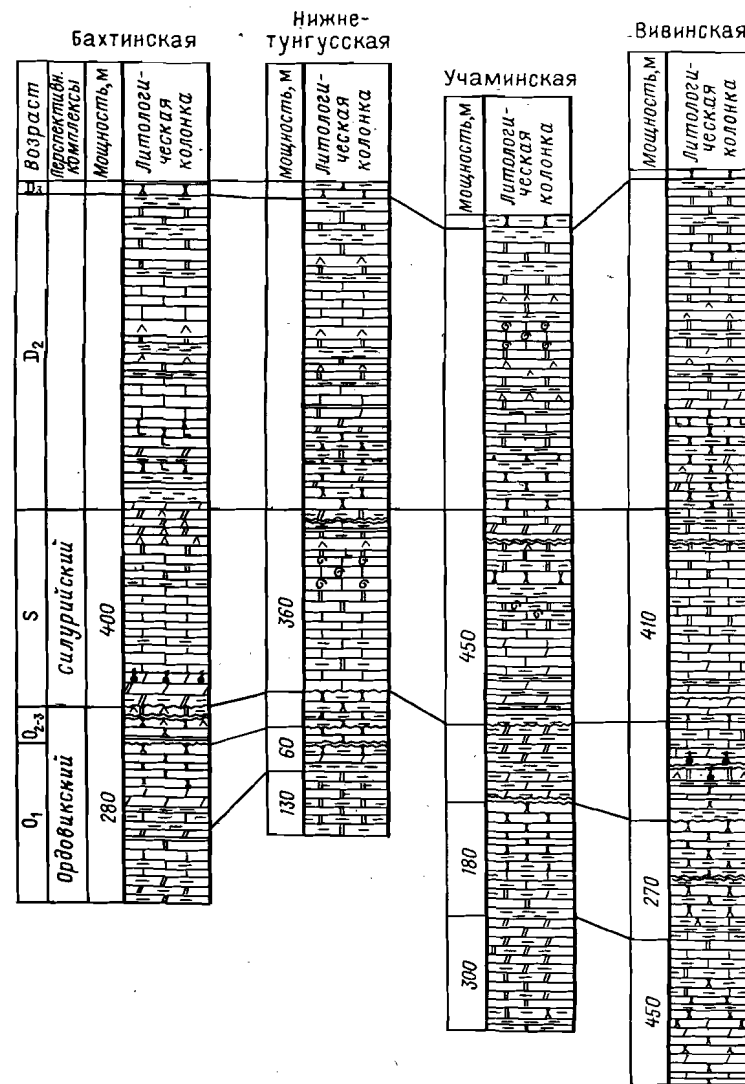


Рис. 35. Перспективные карбонатные комплексы в палеозойских образованиях Тунгусского нефтегазоносного бассейна

высокопористыми известняками и доломитами с прослоями органических карбонатных пород (усть-кутский горизонт). Карбонатный разрез ордовика, суммарная мощность которого достигает 600 м, экранируется глинистой пачкой чуньского горизонта. В более западных районах Тунгусского бассейна мощность ордовикских отложений уменьшается, однако характерное для них сочетание высокопористой толщи с низкопроницаемыми породами здесь также сохраняется. Лишь в крайней западной части бассейна в пределах Курейско-Летнинского мегавала в связи с размывом глинистой пачки чуньского горизонта герметизирующее действие экранирующей толщи несколько ослабляется. В целом же на большей части территории Тунгусского бассейна ордовикские отложения представлены в благоприятном для нефтегазонакопления сочетании «коллектор — экран», что позволяет эту осадочную толщу выделять в самостоятельный возможно нефтегазоносный комплекс, который можно рассматривать как перспективный для формирования залежей нефти и газа в карбонатных породах.

В залегающих выше по разрезу карбонатно-терригенных отложениях силура также возможно формирование самостоятельного нефтегазоносного комплекса. Нижняя и средняя части этих отложений сложены карбонатными породами мощностью около 200 м, относимыми к лландоверийскому и венлокскому ярусам. Наибольший интерес представляет верхняя часть силурийского карбонатного разреза, сложенная регионально выдержанной пачкой мощностью до 80 м пористо-кавернозных органических доломитов венлокского яруса. В Туруханском районе структурным бурением в венлокских доломитах на Сухотунгусской и Подкаменной площадях выявлены вкрапления густой, вязкой нефти, что подтверждает перспективы венлокских карбонатных отложений. Региональным флюидоупором для карбонатной толщи силура являются глинисто-мергелистые отложения лудловского яруса силура, мощность которых достигает 250 м.

Венчающие карбонатный разрез Тунгусского бассейна девонские отложения сложены глинистыми карбонатными породами с прослоями сульфатных и алевролитовых разностей. Нижняя часть девона имеет преимущественно глинистый облик и совместно с лудловским ярусом силура выполняет роль регионального экрана для нижележащего венлокско-лландоверийского карбонатного разреза.

Особенностью осадочного чехла Тунгусской синеклизы является широкое развитие траппового магматизма. Этот факт отдельными исследователями рассматривается в качестве основания для осторожной оценки перспектив нефтегазоносности описываемого региона. Исследования Н. А. Осиповой, Е. Н. Родновой, В. Д. Козырева [9] взаимодействия траппов и залежей нефти и газа и влияния контактового метаморфизма на коллекторские свойства вмещающих пород показали, что насыщенность осадочного чехла Тунгусской синеклизы интрузивными траппами неравномерна

и колеблется в значительных пределах от нуля до 32 % общей мощности разреза. Характерным является большая зараженность траппами крупных отрицательных структур, при этом основные участки проявления траппового магматизма приурочены к бортовым частям Тунгусской синеклизы и, очевидно, тяготеют к глубинным разломам фундамента, проникающим в верхние горизонты чехла.

Одновременно с этим установлено различное распределение интрузий по стратиграфическим комплексам. Наиболее насыщены интрузиями верхние подразделения осадочного чехла — пермские и каменноугольные породы. В нижележащих отложениях девона насыщенность разреза интрузиями в 2—3 раза меньше. В более древних образованиях ордовика, силура и кембрия траппов еще меньше, максимальная насыщенность ими разреза достигает 16 %, при этом интрузии в основном залегают на контакте силура и ордовика и реже в разрезе кембрия.

Относительно характера воздействия контактового метаморфизма на физико-коллекторские свойства вмещающих пород нет еще однозначного ответа. Преобладают представления об отрицательном влиянии интрузий на пористость и проницаемость перспективных горизонтов. Однако имеются и обратные данные. Так, изучение Е. Н. Родновой Большепорожской опорной скважины, пробуренной на площади, насыщенной траппами, показало, что пористость осадочных пород, подвергшихся влиянию контактового метаморфизма, как правило, возрастает (кристаллизационная пористость), а проницаемость сохраняется прежней.

По данным В. Д. Козырева, контактовый ареал интрузий составляет зону мощностью от нескольких сантиметров до 2—3 м. Таким образом, учитывая малую мощность зоны проявления контактового метаморфизма, можно рассчитывать на сохранность значительной части дотрапповых залежей нефти и газа. В пользу этого положения говорит и то обстоятельство, что основная региональная миграция нефти и газа, а следовательно, и формирование их залежей, происходили после трапповых инъекций в нижнетриасовое время [10]. Об этом свидетельствуют случаи насыщения жидкой нефтью и битумами трещин в траппах, а также наличие залежей нефти и газа непосредственно под траппами.

Размещение залежей нефти и газа в нефтегазоносных карбонатных комплексах

Анализ геолого-геофизических материалов Тунгусского нефтегазоносного бассейна показывает исключительно слабую изученность карбонатного разреза, занимающего, однако, значительный объем в осадочном чехле и имеющего небольшие глубины залегания. Из-за недостатка кернового материала и небольшого объема опробовательских работ представления о нефтегазоносности карбонатного разреза ограничиваются в основном отрывочными сведениями о литологии слагающих пород и отдельных нефтегазо-

проявлениях, имеющих место при вскрытии перспективных комплексов.

Вместе с тем в отличие от других бассейнов Сибирской платформы карбонатный разрез Тунгусского бассейна вследствие ряда его особенностей выглядит более перспективным. В первую очередь здесь следует упомянуть о существенном расширении стратиграфического диапазона нефтегазоносности карбонатных отложений за счет кавернозно-трещиноватых доломитов рифейского возраста, из которых на Куюмбинском месторождении были получены фонтанные притоки нефти и газа. Одновременно в верхней части разреза установлено наличие мощных карбонатных толщ в силурийских и ордовикских отложениях, в которых возможно образование самостоятельных нефтегазоносных комплексов.

Однако до сих пор в регионе сколько-нибудь крупных залежей нефти и газа в карбонатных отложениях не установлено. Это обстоятельство в первую очередь объясняется сложными сейсмогеологическими условиями бассейна, из-за чего здесь отсутствует надежная методика подготовки локальных структур геофизическими методами и, следовательно, нет фонда подготовленных к глубокому бурению структур. Кроме того, в регионе длительное время поисково-разведочные работы были ориентированы на изучение перспектив нефтегазоносности терригенных отложений венда и кембрия, залегающих в основании осадочного чехла (рис. 36). Это привело к тому, что залегающие выше карбонатные отложения нижнего кембрия проходились в основном без отбора керна, испытание их практически не проводилось в связи с перекрытием техническими колоннами. В процессе бурения изучение нефтегазоносности карбонатного разреза также осуществлялось в ограниченном объеме из-за больших диаметров скважин и отсутствия соответствующего оборудования по испытанию скважин.

Ориентировка глубокого бурения на нижние горизонты осадоч-

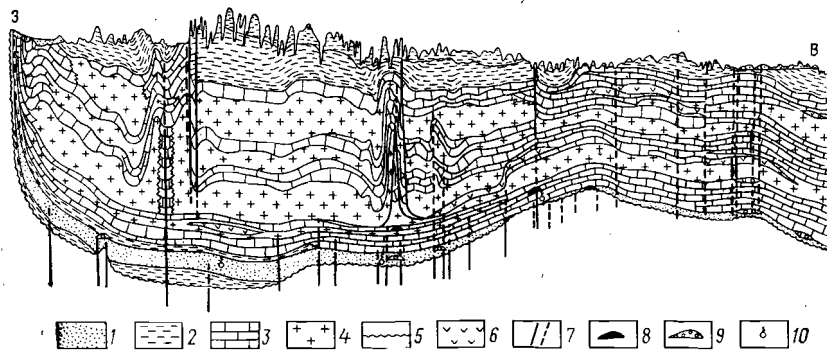


Рис. 36. Геологический разрез восточных районов Сибирской платформы (составил автор по материалам СНИИГГиМСа, 1982 г.).

Породы: 1 — песчаники, 2 — глины, 3 — известняки, 4 — соль, 5 — несогласное залегание, 6 — интрузии долеритов; 7 — разрывные нарушения (достоверные и предполагаемые); залежи: 8 — нефтяные, 9 — газовые; 10 — газопроявления в скважинах

ного чехла привела также к тому, что залегающие в верхней части разреза карбонатные отложения в скважинах длительное время находились под воздействием бурового раствора. Вследствие проникновения фильтратов в пласт емкостные параметры перспективных комплексов снижались. Негативное воздействие промысловых жидкостей усиливалось из-за их высокой минерализации и большой проникающей способности.

Ухудшение фильтрационных свойств продуктивных горизонтов за счет длительного контакта пласта с глинистым раствором показали результаты испытания скв. 1-Балыхтинская. При опробовании в ней в процессе бурения доломитов христофоровского горизонта первоначально был получен приток газа с дебитом около 50 тыс. м³/сут. Однако после окончания скважины бурением и последующего опробования в эксплуатационной колонне ранее испытанного интервала притока газа не было получено. Аналогичные результаты были получены при испытании осинского горизонта на Среднеботуобинском месторождении. Здесь в отдельных скважинах при испытании перспективного разреза непосредственно после вскрытия были получены фонтанные притоки газа с дебитом до 400 тыс. м³/сут. Однако при испытании тех же интервалов после доведения скважин до проектных глубин притоки газа значительно уменьшились, а в ряде случаев они полностью отсутствовали.

Положение усугубляется тем, что продуктивные горизонты карбонатного разреза, особенно его верхней части, имеют дефицит пластового давления. Это обстоятельство приводит к поглощению бурового раствора при вскрытии пластов-коллекторов и, как следствие, резкому ухудшению емкостных свойств продуктивных горизонтов и потере ими фильтрационных свойств.

Помимо закупорки пор фильтратом и шламом поглощение приводит к смешиванию хлористого натрия поглощенного раствора с естественными высококонцентрированными рассолами, при котором, как показали исследования А. Е. Железновой, А. Н. Золотова и Л. В. Николаевой, в порах и трещинах породы могут образоваться кристаллы соли, снижающие параметры пористости и проницаемости продуктивного пласта.

Существенное ухудшение коллекторских свойств продуктивных горизонтов в процессе их вскрытия и опробования может быть вызвано также выпадением солей в призабойной зоне пласта за счет нарушения термодинамического равновесия в недрах. А. С. Анциферовым и Б. А. Фуксом показано, что в условиях бурения и испытания призабойная зона вокруг ствола скважины охлаждается буровым раствором и в ней происходят резкие колебания температуры и давления. В результате в стволе скважины и призабойной зоне может происходить выпадение солей как в водоносных пластах, так и в горизонтах, содержащих рассол с газом или нефтью.

Интенсивное насыщение продуктивного карбонатного разреза фильтратом высокоминерализованных глинистых растворов при-

водит к искажению истинной промыслово-геофизической характеристики нефтегазоносных горизонтов и приближению ее к параметрам водоносных пластов. Из-за этого часто перспективные интервалы разреза в скважинах промыслово-геофизическими методами не выделялись и своевременно не были испытаны.

Перечисленные обстоятельства, в большей своей части обусловленные технологическими причинами, отражают недостаточно высокую эффективность геологоразведочных работ при изучении карбонатного разреза. Следовательно, отсутствие сколь-нибудь значительных открытий в карбонатных толщах Сибирской платформы свидетельствует скорее всего не о низких перспективах последних, а о недостатках методики их опоскования.

III. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ

Материалы о нефтегазоносности карбонатных отложений в пределах осадочных бассейнов Восточно-Европейской, Сибирской и других древних платформ свидетельствуют об исключительно сложном характере распределения в них залежей нефти и газа. Нефтегазонасыщение может быть приурочено как к верхним, так и к средним или нижним частям карбонатных разрезов. Иногда нефть и газ рассредоточиваются по всему карбонатному разрезу, концентрируясь в нескольких комплексах. В других случаях УВ скапливаются в одной-двух залежах, расположенных в верхней части карбонатного разреза.

Карбонатные массивы характеризуются также разными масштабами заключенных в них залежей нефти и газа. Здесь могут быть встречены как гигантские по запасам залежи, так и мелкие скопления нефти и газа, относимые к забалансовым.

В карбонатных разрезах известны как многочисленные газоконденсатные залежи, в том числе уникальные (Панхенд-Хьюгтон, Пермский нефтегазоносный бассейн), так и нефтяные (Усинское, Чутырско-Киенгопское) месторождения.

Залежи нефти и газа в карбонатных отложениях встречаются практически во всех подразделениях фанерозоя. На Сибирской платформе нефтегазовые залежи выявлены в рифейских отложениях, на Восточно-Европейской — в верхнепермских.

Залежи нефти и газа в карбонатных породах могут быть сосредоточены в коллекторах разных типов: каверновых, поровых, трещинных, карстовых и смешанных. Многообразие емкостного пространства нефтегазосодержащих пород обусловило большое число разновидностей залежей нефти и газа и их довольно широкую пространственную дифференциацию.

Определение характера нефтегазонасыщения карбонатных отложений играет важную роль в практике поисково-разведочных работ, так как условия залегания нефти и газа в осадочном чехле имеют решающее значение при выборе методических приемов их поисков и разведки. В связи с этим целесообразно рассмотреть главные особенности распределения нефти и газа в карбонатном разрезе на примере основных нефтегазоносных бассейнов Восточно-Европейской и Сибирской платформ СССР.

III.1. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И УСЛОВИЯ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ

III.1.1. Типы карбонатных пород-коллекторов

Коллекторы нефти и газа — это породы, которые способны вмещать УВ и отдавать их при существующих методах разработки.

В отличие от терригенных карбонатные коллекторы характеризуются специфическими и многообразными условиями формирования пустотного пространства. Механизм его образования в карбонатных породах детально описан К. И. Багринцевой [2]. К основным факторам формирования пор ею отнесены процессы растворения и выщелачивания, в результате которых карбонатный материал выносится в растворенном состоянии, что и ведет к образованию пор, каверн и карста. Большое значение для формирования пустот имеет наличие в составе подземных вод углекислоты, благодаря которой в отдельные периоды времени агрессивное воздействие вод существенно увеличивается.

Для процесса растворения карбонатных пород характерна избирательная способность водных растворов воздействовать на вмещающую породу. Наибольшее их разлагающее действие проявляется в интервалах разреза, сложенных наиболее пористыми и проницаемыми породами.

В процессе растворения карбонатных пород своеобразным катализатором являются термодинамические условия. К. Б. Аширов [1] аналитически установил значительное положительное воздействие давления на растворимость. Особенно явно это проявляется при эпигенетических изменениях карбонатных пород, когда неравномерное распределение давления приводит к избирательному растворению порообразующих минералов.

Перечисленные факторы — природа и состав вещества, химизм водных растворов, термодинамические условия — ведут к образованию так называемой первичной пористости. Последняя, как правило, играет небольшую роль в создании пустотного пространства и затушевана процессами последующего преобразования. Многие исследователи (Г. И. Теодорович, Н. М. Страхов, И. В. Хворова, К. И. Багринцева) показали, что на формирование структуры порового пространства оказывают влияние как первичные условия седиментации карбонатных пород, так и их последующие

постседиментационные преобразования — перекристаллизация, кальцитизация, сульфатизация, кремнение и другие процессы, которые часто приводят к полному изменению состава, текстурно-структурных особенностей пород и их пустотного пространства. Появление новых аутигенных образований на ранних стадиях литогенеза способствует залечиванию ранее образовавшихся поровых каналов, уменьшает эффективный объем пор. Интенсивность и направленность постседиментационных процессов в карбонатных породах в первую очередь определяются физико-химическими и термодинамическими условиями, минерализацией и скоростью движения подземных вод.

В последние годы большое значение приобрели трещинные коллекторы, которые могут встречаться практически во всех частях карбонатного разреза независимо от условий его генезиса и глубины залегания. Как показывает опыт изучения карбонатных коллекторов нефти и газа, для большинства из них характерна развитая трещиноватость.

В осадочных породах В. В. Белоусов выделяет четыре основные генетические группы трещин: литогенетические, тектонические, разгрузки и выветривания.

Литогенетические трещины образуются в процессе литификации осадков при уплотнении пород и потере воды. Максимальная плотность таких трещин, по К. И. Багриной, обычно отмечается в известняках хемогенного генезиса. Эти трещины обычно играют большую роль в процессах растворения, так как обуславливают неоднородность проницаемости карбонатных толщ по вертикали и создание так называемых гидрографически проходимых трещин, по которым осуществляется циркуляция подземных вод.

Тектонические трещины по сравнению с литогенетическими играют более значительную роль в формировании пустотного пространства. Благодаря наличию в их группе секущих трещин обеспечивается достаточно интенсивная циркуляция подземных вод на сравнительно большие глубины. Наиболее широкое развитие тектонической трещиноватости установлено в районе локальных высокоамплитудных поднятий, где вследствие этого происходит интенсивная фильтрация растворов по вновь образованной системе трещин.

Чаще всего литогенетические и тектонические трещины за счет нагрузки вышележащих толщ горных пород находятся в состоянии объемного сжатия. Раскрытие таких трещин и образование новых происходит при различных геологических явлениях, освобождающих горные породы от напряжения [2]. В результате процесса разгрузки породы расширяются, что приводит к раскрытию уже имеющихся литогенетических и тектонических трещин и образованию новых — трещин разгрузки. Образование этой категории трещин усиливает циркуляцию подземных вод, из-за чего трещины расширяются вследствие выщелачивания.

Процессы выветривания, приводящие к созданию одноименных трещин, проявляются преимущественно вблизи дневной поверхно-

сти и существенно изменяют трещинную проницаемость. Здесь благодаря действию просачивающихся атмосферных осадков процессы растворения идут далеко от поверхности, в глубине пород. Образовавшиеся в результате этого трещины расширяются, образуя кавернозные и карстовые пустоты. Е. М. Смеховым и Я. Н. Перьковой установлена генетическая связь между закарстованностью горных пород и их трещиноватостью. Как правило, карстовые полости развиваются избирательно по системе трещин. Такая взаимосвязь объясняется выщелачиванием растворимых пород в первую очередь по крупным трещинам, характеризующимся повышенной проницаемостью. Примером формирования емкостного пространства при выщелачивании карбонатных пород подземными водами являются продуктивные толщи Оренбургского и Вуктылского газоконденсатных месторождений. Наиболее интенсивно выщелачивание проявилось в присводовой части структуры, где вследствие тектонической напряженности получили развитие деформации разрывных нарушений в виде трещин. Последние увелись путями фильтрации для подземных вод, что усилило процесс образования порового пространства благодаря выщелачиванию карбонатных пород. В связи с этим карбонатные породы в гипсометрически наиболее приподнятых частях газосодержащих ловушек закарстованы на большую глубину по сравнению с периферийными частями продуктивного массива и имеют лучшие коллекторские свойства. Так, например, в сводовой части Оренбургского месторождения значения пористости и проницаемости на 9—13 % превышают величины этих параметров на крыльях структуры.

Таким образом, трещиноватость имеет большое значение для увеличения объема пустотного пространства и повышения емкостных параметров карбонатных пород-коллекторов. Однако трещиноватость может играть и отрицательную роль. Известны примеры, когда вследствие эпигенетических преобразований экранирующие свойства литологических экранов ухудшаются. С увеличением глубины залегания нефтегазоносных комплексов глинистые и глинисто-карбонатные породы, слагающие флюидоупоры, уплотняются и становятся более хрупкими, что способствует образованию трещин. Нарушение структуры литологических экранов приводит к вертикальным перетокам УВ вверх по разрезу.

Нами изучалось влияние трещиноватости на экранирующие свойства кыновских глин — регионального флюидоупора для девонских терригенных пластов в Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях. Установлено, что на глубинах свыше 3,7—4 км сформированные под такими экранами залежи нефти имеют меньшие относительные гипсометрические более высокие залежей коэффициенты заполнения, а сами глины отличаются наличием сетки секущих трещин. Косвенным свидетельством миграции нефти через такие экраны являются сравнительно высокая дегазация нефтей в погруженных залежах (Петро-Херсонское, Варандейское, Василковское месторождения), а также наличие

небольших скоплений нефти в верхнефранских карбонатных отложениях, залегающих непосредственно над кыновскими глинами.

III.1.2. Рифогенные образования в карбонатных толщах

Говоря о породах-коллекторах карбонатных отложений древних платформ, нельзя не упомянуть рифогенные образования как один из важнейших объектов поисково-разведочных работ на нефть и газ. В настоящее время рифовые структуры или признаки наличия их известны почти во всех стратиграфических подразделениях осадочного чехла Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. Наиболее древние рифогенные постройки, приуроченные к верхнепротерозойским отложениям, распространены в пределах восточной части Восточно-Европейской платформы и западного склона Урала. В последнем районе широко развит нижнесреднедевонский рифогенный комплекс. Непосредственно в Урало-Поволжье известны верхнедевонско-турнейские образования. Аналогичные рифогенные отложения пользуются широким распространением в Тимано-Печорской провинции, где с ними связаны высокодебитные залежи нефти на Харьгинском, Пашшорском, Западно-Тэбукском месторождениях. На последнем месторождении, где четко выражена структура облекания, помимо основной массивной залежи нефти в рифогенных образованиях имеется ряд пластовых залежей в вышележащих карбонатных породах.

В подавляющей части рифогенные сооружения, изученные на территории Восточно-Европейской платформы, состоят из биогермных известняков, образованных колониальными организмами, находящимися в положении роста. Биогермные породы могут состоять из скелетов каркасных колониальных организмов — мшанок, кораллов, некоторых водорослей.

Работами последних лет установлено региональное распространение в пределах древних платформ рифовых формаций, которые получали наибольшее развитие в начале крупных трансгрессивных циклов [20]. Наличие региональных зон нефтегазонакопления, связанных с протяженными рифовыми структурами различного возраста, типично для всех древних платформ. В геологической истории многих платформенных областей возникали сходные условия, благоприятные для широкого развития рифовых сооружений.

О наличии рифов в пределах Восточно-Европейской платформы уже упоминалось. В последние годы выявлены рифогенные системы барьерного типа в кембрийских отложениях Сибирской платформы, что явилось своеобразным толчком для их последующего более интенсивного изучения. Накопленный материал позволяет положительно оценивать перспективы нефтегазоносности кембрийских рифов. В этом плане представляет интерес сравнение с точки зрения геологического строения и развития указанных рифовых комплексов со средневерхнепалеозойскими в такой хорошо-

изученной области, как Камско-Кинельская система прогибов в восточной части Восточно-Европейской платформы.

В строении осадочного чехла восточной части Сибирской платформы наблюдается такая же последовательность в смене карбонатных формаций, как и в палеозойских отложениях Волго-Уральской провинции. Ю. А. Косыгин, Н. С. Шатский и др. в палеозое этого региона выделили следующий ряд формаций; терригенная, карбонатная, известняковая, карбонатно-ангидритовая и галогенная, аллохтонные пестроцветные или красноцветные. Все формации этого ряда широко распространены и в вендско-кембрийских отложениях Сибирской платформы. Обширной трансгрессии, охватившей большую часть Восточно-Европейской платформы в девонском периоде, соответствует не меньшая по масштабу трансгрессия, охватившая практически всю Сибирскую платформу в конце протерозоя и в начале палеозоя. Терригенной формации девона, с которой связаны месторождения нефти в Волго-Уральской провинции, соответствует терригенная формация венда — низов нижнего кембрия на Сибирской платформе. В этой формации в Западной Якутии и Иркутской области уже выявлен ряд газовых и газонефтяных месторождений: Среднеботуобинское, Верхневилучанское, Ярактинское и др.

Размещение нефтяных и газовых месторождений, связанных с карбонатными формациями Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, во многом определяется наличием Камско-Кинельской системы прогибов и генетических связанных с нею прибортовых и внутренних рифов франско-турнейского возраста. Со структурами облекания рифов, протягивающимися в прибортовых частях системы прогибов, и самими рифовыми массивами связаны основные зоны нефтегазонакопления в верхнедевонских, нижне- и среднекаменноугольных отложениях. Зарождение рифов Камско-Кинельской системы прогибов относится к позднефранскому времени, когда в пределах обширного бассейна, в котором накапливались маломощные битуминозные карбонатно-глинистые отложения доманикового типа, в относительно мелководных зонах начали формироваться мощные карбонатные образования биогенного происхождения. На протяжении франского и фаменского веков мощность карбонатных рифовых массивов достигла 300—320 м, тогда как в межрифовых депрессионных зонах мощность одновозрастных отложений, представленных доманикоидными фациями, составила всего 120—130 м. Образование рифовых сооружений продолжалось и в турнейском веке, при этом положение их в пространстве постепенно изменялось, происходило смещение зон максимального рифообразования.

На Сибирской платформе сходные условия осадконакопления существовали на протяжении всего ленского и большей части амгинского веков раннего и среднего кембрия. В пределах современной Западной Якутии обособился рифовый барьер, протянувшийся от северных склонов Алданского щита до юго-западного Прианабарья. К западу от него, на площади, охватывающей большую

часть платформы, сформировался мощный (до 800—1000 м) комплекс карбонатных отложений с преобладающим развитием сульфатонесущих доломитов. К востоку, в открытой морской части бассейна шло накопление маломощных (около 50 м) карбонатно-глинистых отложений доманикового типа (синская, куонамская, иниканская свиты). Широкое распространение в зоне рассматриваемого барьера органогенных, обломочных и оолитовых пород, образующих мощный и фациально сложный комплекс, позволило уже на первом этапе изучения классифицировать его как рифовый. В настоящее время на северном склоне Алданского щита в отложениях барьера выделены комплексы литофаций — собственно рифовые (рифогенно-аккумулятивные массивы и комплексы) и зарифовой отмели. Кроме того, выявлена общая положительная структура зоны, наследующая длительно развивавшуюся форму подводного рельефа, и установлен резкий флексуорообразный перегиб на северо-восточной границе зоны, связанный с многократным изменением мощности разновозрастных отложений.

В пределах Камско-Кинельской системы прогибов в начале каменноугольного периода резко увеличилось количество поступившего в бассейн глинистого и затем песчаного материала, который начал быстро заполнять межрифовые депрессии. К концу яснополянского времени расчлененный рельеф дна бассейна в основном был сnivelирован. В дальнейшем вследствие высокого коэффициента уплотнения мощных глинистых пачек раннекаменноугольного возраста над рифовыми массивами продолжали формироваться крупные структуры облекания. Эти структуры, существовавшие на протяжении длительного геологического времени, отличаются от молодых тектонических структур более высокой степенью заполнения ловушек и более широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности каменноугольных отложений.

В кембрийской истории Сибирской платформы данному этапу отвечает формирование мощной (до 800—1000 м) толщи заполнения верхнего кембрия, сложенной главным образом глинистыми и глинисто-алевролитовыми известняками, известняковыми песчаниками. Эта толща широко распространена и наиболее типично представлена в открытом морском бассейне, где ей предшествовало накопление доманикоидных фаций. В направлении к рифовому барьеру она замещается мощными рифогенными образованиями, развитыми преимущественно на крупных положительных структурах, тяготеющих к зоне барьера.

Продуктивность структур Камско-Кинельской системы прогибов зависит от комплекса тектонических, геохимических, гидрогеологических и других факторов. По простиранию бортовых зон системы происходит закономерное изменение фазового состояния УВ в залежах, своей нефти, степени заполнения ловушек и т. д. В Кюенгопской зоне нефтенакопления основным является среднекаменноугольный НГКК. При этом отмечается улучшение емкостно-фильтрационных свойств коллекторов в сводовых частях и

на крыльях структур. Наличие микротрещиноватости в относительно плотных разностях карбонатных пород способствовало формированию мощных массивных залежей. В других условиях, в частности в Арлано-Дюртюлинской зоне нефтенакопления, основные залежи связаны с песчаными коллекторами визейского яруса. На некоторых структурах в карбонатных отложениях верхнего девона и турнейского яруса часто продуктивны как рифовые постройки, так и перекрывающие их толщи (Гежское, Западно-Тэбукское и другие месторождения).

Как отмечал М. Ф. Мирчинк [32], в региональных зонах нефтегазонакопления Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, связанных с крупными валоподобными структурами рифовой природы в бортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов, основные продуктивные горизонты приурочены к нижне- и среднекаменноугольным отложениям, перекрывающим рифовые массивы. В то же время хорошо известна продуктивность карбонатных пород, непосредственно слагающих рифовые сооружения. Примерами могут служить барьерные рифы Капитэн в Пермском бассейне США, Ледюк позднедевонского возраста на восточном борту впадины Альберта в Канаде и др.

Зона кембрийского рифообразования в Западной Якутии изучена пока недостаточно. Общими предпосылками ее перспективности являются резко выраженная положительная структура зоны, наличие крупных рифогенно-аккумулятивных массивов, а также зона высокой проницаемости, фациальная неоднородность разреза в целом при широком развитии оолитовых и обломочных пород, непосредственное соседство с потенциально нефтематеринскими отложениями доманикового типа. Данная зона, имеющая черты сходства с рифами Камско-Кинельской системы прогибов, в отношении нефтегазоносности представляет безусловный интерес в пределах Вилюйской гемисинеклизы, где она перекрыта мощными толщами более молодых палеозойских и мезозойских отложений.

При изучении перспектив нефтегазоносности рифовых систем Сибирской платформы учитывается вероятность продуктивности не только рифовых сооружений, но и комплекса отложений, сформировавшегося в рифовых зонах. При этом также принимается во внимание, что наиболее крупные ловушки в пределах Камско-Кинельской системы прогибов возникли в узлах пересечения ее тектонически активными зонами, возможно, связанными с разломами кристаллического фундамента. Аналогичная ситуация отмечается и в Вилюйской гемисинеклизе, где рифовая зона, положение которой контролируется системой глубинных разломов, пересекается или сочленяется с крупными разломами северо-восточного простирания.

III.1.3. Поглощающие горизонты как индикаторы наличия в разрезе пластов-коллекторов

В практике геологоразведочных работ выделение во вскрытом разрезе пластов-коллекторов имеет важнейшее значение для объективной оценки нефтегазоносности разбуриваемых площадей. Для этой цели используются различного рода прямые и косвенные методы, включающие отбор керн и шлама, опробовательские работы, значительный комплекс промыслово-геофизических исследований в скважинах и т. д. Однако, несмотря на такой широкий и довольно разносторонний комплекс различных методов, изучение нефтегазоносности вскрытого разреза, и в первую очередь карбонатного, сопряжено со многими трудностями. Прежде всего это объясняется неоднородностью карбонатных коллекторов, обусловленной широким развитием постседиментационных процессов. Отсутствие оптимальной методики изучения карбонатных пород-коллекторов является причиной того, что при вскрытии карбонатного разреза сразу не выявляются все сформированные в нем залежи нефти и газа. О части из них становится известно в результате появления нефтяных или газовых фонтанов при бурении эксплуатационных скважин, остальные залежи выявляют на стадии завершения разработки подобных месторождений.

В условиях такой низкой разрешающей способности действующих методов изучения карбонатного разреза возможности получения прямой информации о нефтегазоносности карбонатных коллекторов непосредственно в процессе их вскрытия, по нашему мнению, далеко не исчерпаны. В 1979 г. нами изучались условия вскрытия продуктивных горизонтов на большом числе месторождений, расположенных в различных геоструктурных условиях. На основании выполненного анализа установлено, что высоким информативным индикатором наличия во вскрытом разрезе продуктивных пластов являются такие осложнения в процессе бурения, как поглощения промывочной жидкости.

Издавна поглощения рассматриваются как одно из наиболее тяжелых осложнений при бурении глубоких скважин. Обычно на предупреждение и ликвидацию поглощений затрачиваются значительные ресурсы, существенно удлиняются сроки буровых работ. Особенно они велики в тех районах, где осадочные разрезе сложены карбонатными породами (Татарская и Башкирская АССР, Куйбышевская и Оренбургская области).

По характеру причин, вызывающих поглощения, последние обычно делятся на две группы. К первой относятся те поглощения, которые обусловлены геологическими причинами, и в первую очередь вскрытием сильнотрещиноватых или карстовых зон, а также проницаемых пластов с аномально низким пластовым давлением. Во вторую группу входят поглощения, вызываемые технологическими причинами: несоблюдением заданных режимов бурения и завышением параметров глинистого раствора (что приводит к эффекту непроизвольного гидроразрыва), форсированием слу-

ско-подъемных операций, а также созданием большого давления при промывке скважины.

В практике поисково-разведочных работ наиболее широко известны поглощения первой группы. Поскольку они обычно приурочены к породам с хорошими физико-коллекторскими свойствами, в процессе глубокого бурения неоднократно проводят испытания поглощающих горизонтов с целью определения характера их насыщения. Однако при этом в подавляющем большинстве случаев получают притоки пластовой воды или фильтрата глинистого раствора. Подобные результаты обусловлены тем, что исследование поглощающих горизонтов проводят без учета их гипсометрии и условий вскрытия. На основании таких результатов у многих специалистов сложилось мнение о региональной обводненности зон поглощения, поэтому в дальнейшем в процессе их вскрытия все работы в скважинах сводились преимущественно к предупреждению и ликвидации поглощений промывочной жидкости. Оценка характера насыщения поглощающих горизонтов не производили.

Однако такие горизонты, как уже отмечалось, отличаются высокими емкостными параметрами, что при наличии в осадочном разрезе регионально распространенных нефтегазоносных толщ, а также структурных или литолого-стратиграфических ловушек может привести к формированию нефтяных и газовых залежей. Прямым подтверждением возможной приуроченности к поглощающим горизонтам скоплений УВ являются многочисленные нефтегазопроявления при вскрытии зон поглощения. Подобные нефтегазопроявления объясняются тем, что поглощения сопровождаются снижением уровня промывочной жидкости в скважине и, следовательно, уменьшением гидростатического давления на вскрытый пласт. Вследствие этого создаются благоприятные условия для вызова притока нефти и газа из тех продуктивных горизонтов, которые вскрыты в скважине. Поэтому при вскрытии поглощающих горизонтов в скважинах часто отмечаются открытые фонтаны нефти или газа.

Все случаи поглощений при наличии в поглощающих горизонтах залежей нефти и газа можно разделить на две группы.

К первой группе относятся те из них, которые обусловлены превышением гидростатического давления промывочной жидкости над пластовым давлением. В этом случае после поглощения и последующего уменьшения давления столба жидкости на призабойную зону часто отмечаются интенсивные нефтегазопроявления, переходящие иногда в открытые фонтаны нефти и газа. Так, полное поглощение было отмечено в скв. 640 Виллюйско-Джербинского газового месторождения Якутской АССР на глубине 1983 м при вскрытии трещиноватых доломитов телгеспитской свиты нижнего кембрия. Поглощение сопровождалось интенсивным газопроявлением. При последующем опробовании в этой скважине открытым забоем интервала 1930—2000 м был получен фонтанный приток газа с дебитом 25 тыс. м³/сут. Аналогичный поглощаю-

ший горизонт выявлен в скв. 1-Хлоповская, пробуренной на территории Ростовской области. Здесь при вскрытии кавернозных известняков башкирского яруса на глубине 660 м произошло полное поглощение глинистого раствора. После падения уровня жидкости в скважине и уменьшения гидростатического давления на призабойную зону началось интенсивное газопроявление, перешедшее затем в открытый газовый фонтан.

Ко второй группе относятся те поглощения, которые обусловлены аномально низким пластовым давлением в продуктивных горизонтах. Вскрытие таких горизонтов не сопровождается какими-либо признаками нефти и газа на устье скважин. Из-за большой приемистости в ходе поглощения такие пласты при испытании вначале дают лишь фильтрат глинистого раствора и только после длительного опробования из них можно получить насыщающие их флюиды. Подобный поглощающий горизонт был встречен в отложениях телгеспитской свиты нижнего кембрия в скв. 614 Верхневиллючанского газового месторождения Якутской АССР. При вскрытии слагающих ее доломитов в интервале 2116—2130 м открылось сильное поглощение промывочной жидкости с интенсивностью до 8 м³/ч. После окончания бурения скважины и испытания в эксплуатационной колонне поглощающего интервала был получен приток газа с дебитом свыше 350 тыс. м³/сут. На Христоворовской площади Иркутской области при вскрытии в скв. 2 доломитов биркинского горизонта произошел полный уход глинистого раствора с интенсивностью 15—25 м³/ч. При последующем опробовании поглощающего горизонта был получен фонтанный приток газа с дебитом 136 тыс. м³/сут и конденсата 7 м³/сут. В горизонтах с поглощениями второго типа могут формироваться также нефтяные залежи. Так, в скв. 9 Малоичского месторождения Новосибирской области при вскрытии палеозойских известняков имело место полное поглощение глинистого раствора. При последующем их опробовании получен нефтяной фонтан с дебитом около 200 т/сут.

Поглощения глинистого раствора при бурении глубоких скважин резко различаются по интенсивности. Слабые поглощения соизмеримы с естественным расходом промывочной жидкости при углублении скважин и поэтому фиксируются недостаточно четко. Более информативны в отношении нефтегазоносности вскрытого разреза сильные поглощения с интенсивностью от 2 до 15 м³/ч. При этих поглощениях восполнение уходящей в пласт жидкости не всегда компенсируется подачей раствора в скважину, поэтому такие поглощения в случае насыщения поглощающих пластов нефтью или газом сопровождаются поверхностными нефтегазопроявлениями, переходящими иногда в открытые фонтаны. Наиболее интенсивны полные, или, как их называют, катастрофические, поглощения, при которых приемистость пласта превышает 15 м³/ч, а иногда достигает 100 м³/ч. При таких поглощениях часто наблюдаются открытые нефтегазопроявления.

При опробовании поглощающих горизонтов быстрее устанавливается истинный характер насыщения последних двух типов. Очевидно, это объясняется высокими значениями пористости и проницаемости пластов, наличием в них каверн и пустот, благодаря чему емкостные параметры слагающих такие горизонты пород под влиянием попавшей в них жидкости уменьшаются незначительно.

Более существенно изменяются при проникновении промывочной жидкости в пласт коллекторские свойства горизонтов при поглощениях первого типа. Как правило, эти горизонты каверн не содержат, сложены в основном низкопористыми коллекторами и имеют сравнительно невысокие емкостные параметры. При попадании в них фильтрата глинистого раствора проницаемость призабойной зоны резко снижается. Это обусловлено многими факторами, важнейшим из которых являются набухание глинистых частиц, содержащихся в песчаниках, и образование водонефтяной эмульсии. Известны также случаи, когда проницаемость призабойной зоны значительно уменьшается вследствие образования нерастворимого осадка в порах продуктивного пласта при взаимодействии фильтрата глинистого раствора с высокоминерализованной пластовой водой.

Характер поглощений определяется в основном литологическими свойствами вскрываемых отложений. Слабые поглощения встречаются преимущественно в песчаниках и реже в карбонатных породах. Сильные и полные поглощения в подавляющем большинстве случаев имеют место в карбонатных толщах, формирование емкостных свойств которых обусловлено первичной пористостью, трещиноватостью и вторичной пористостью. Последняя связана главным образом с палеокарстовыми процессами, о наличии которых можно судить по провалам бурильного инструмента, достигающим иногда 4—5 м, а также по шлифам, керну и промыслово-геофизическому материалу. Наиболее часто в карбонатном разрезе встречаются пустоты выщелачивания (карсты), особенно характерные для доломитов, органогенно-обломочных и биогермных известняков.

Широко распространенные в карбонатном разрезе зоны карста и вызываемые ими поглощения обычно имеют определенную стратиграфическую привязку. Так, на территории Восточно-Европейской платформы полные поглощения обычно приурочены к верхней части фаменского яруса, где наблюдаются периодические чередования закарстованных пластов, обзанных своим формированием кратковременным положительным движениям в ходе фаменского регионального погружения. На территории Сибирской платформы палеокарстовые процессы были широко распространены в карбонатах ангарской и литвинцевской свит нижнего кембрия. При вскрытии этих отложений во многих скважинах отмечались полные поглощения промывочной жидкости с интенсивностью до 80 м³/ч. После такого поглощения в скв. 2-Казаркинская (Иркутская область) началось фонтанирование разгазированной

пластовой водой с дебитом около 15 тыс. м³/сут. При вскрытии закарстованных известняков литвинцевской свиты в скв. 613 Верхневилючанской площади началось полное поглощение глинистого раствора, а затем произошел газовый выброс с дебитом около 300 тыс. м³/сут. В скв. 614, пробуренной в непосредственной близости от скв. 613, аналог поглощающего горизонта сложен плотными известняками без следов карста. При их опробовании притока газа не получено. Эти данные свидетельствуют о том, что при определенной приуроченности закарстованных проницаемых толщ к регионально выдержанным стратиграфическим уровням на отдельных участках наблюдается фациальное замещение зоны карста плотными породами.

Большая роль в формировании пустотного пространства, вызывающего многочисленные поглощения промывочной жидкости, принадлежит трещиноватости. В отличие от закарстованности трещиноватость встречается помимо карбонатных и в терригенных породах. Часто она захватывает и ангидриты. Трещиноватость развита преимущественно в интервалах разреза с изменчивой литологией, главным образом в районе контакта пластичных и жестких пород. Благодаря этому обусловленные трещиноватостью поглощения имеют определенную литологическую приуроченность, концентрируясь преимущественно на контактах терригенных отложений с карбонатными. Такими регионально выдержанными поглощающими зонами в Волго-Уральской провинции являются нижняя часть каширских известняков на границе их с верейскими глинами, приконтактная зона терригенных отложений тульского и бобринского горизонтов, верхняя часть турнейской карбонатной толщи на границе ее с глинистыми отложениями бобринского горизонта. Аналогичные трещиноватые зоны выделяются в девонских и нижнепермских отложениях, где пластичные породы (соли, глины) граничат с более жесткими известняками и ангидритами.

При вскрытии трещиноватых зон чаще всего отмечаются сильные и полные поглощения. В ряде случаев трещиноватые зоны являются нефтенасыщенными. Так, например, на Калиновско-Новостепановском месторождении Оренбургской области при вскрытии в скв. 242 верхнепермских трещиноватых доломитов произошло полное поглощение глинистого раствора, вызвавшее фонтан нефти, который работал почти месяц.

Поскольку трещиноватость встречается в разных породах, то и поглощения, обязанные вскрытию трещиноватых зон, также могут проявляться во многих трещиноватых разностях. Известны, например, случаи поглощения при вскрытии кристаллического фундамента или траппов. Так, скв. 21 Среднеботуобинского месторождения были вскрыты траппы, представленные трещиноватыми долеритобазальтами. Вскрытие сопровождалось сильным поглощением, что, в свою очередь, привело к интенсивному газопроявлению. При опробовании поглощающего горизонта был получен приток метанового газа дебитом около 10 тыс. м³/сут.

Существенно отличаются характером поглощений от описанных пород рифогенные известняки. Благодаря высокой пористости поглощения в них могут начаться даже при незначительном превышении гидростатического давления над пластовым давлением. Характерной в этом отношении является фаменская карбонатная толща Харьягинского месторождения Коми АССР. Здесь в нескольких скважинах незначительное увеличение плотности глинистого раствора, измеряемое в сотых долях грамма на кубический сантиметр, приводило к поглощению и последующему интенсивному нефтепроявлению. В то же время в результате некоторого уменьшения плотности раствора, осуществляемого для прекращения поглощений, в скважинах также начинались интенсивные нефтепроявления. В связи с такими сложными условиями вскрытия продуктивных рифогенных отложений в части скважин не удалось изучить продуктивную толщу на полную мощность.

Приведенные материалы свидетельствуют о региональной приуроченности нефтегазоносности к поглощающим горизонтам. Поэтому при вскрытии таких горизонтов перед ликвидацией поглощений необходимо опробованием установить характер их насыщения. Из поглощающих наиболее перспективными представляются такие горизонты, которые залегают непосредственно под региональными или локальными экранами или в пределах разведываемых залежей. Подобные горизонты важно учитывать при поисково-разведочных работах, а особенно при проектировании систем разработки и определения мест заложения эксплуатационных скважин, поскольку к поглощающим зонам в пределах залежей нефти и газа приурочены участки развития улучшенных коллекторов. Так, в пределах Калиновско-Новостепановского месторождения высокодебитные скважины тяготеют к тем участкам верхнепермской залежи, где при вскрытии продуктивных отложений отмечались поглощения глинистого раствора. На Падимейской площади Коми АССР промышленные притоки нефти из нижнепермских известняков были получены только в тех скважинах, в которых при вскрытии продуктивной толщи наблюдались поглощения промывочной жидкости.

Поглощающие горизонты имеют широкое стратиграфическое и площадное распространение. Аналогично распространена и их промышленная нефтегазоносность. Наиболее древние нефтегазоносные поглощающие горизонты, приуроченные к карбонатным и терригенным отложениям докембрия, установлены на территории Сибирской платформы. Здесь, как уже отмечалось, были получены притоки газа при вскрытии зон поглощения на многих площадях Иркутской области, Красноярского края и Якутской АССР. В пределах Восточно-Европейской платформы наиболее древними отложениями, в которых установлено нефтенасыщение поглощающих горизонтов, являются известняки фаменского яруса. Типичным в этом отношении является Лабоганское нефтяное месторождение Архангельской области, где в скв. 71 при вскрытии фаменских известняков произошло полное поглощение

глинистого раствора. При опробовании поглощающего интервала в эксплуатационной колонне был получен фонтан нефти с дебитом около 80 т/сут. На нефтенасыщение поглощающих горизонтов в доюрском комплексе, залегающем в основании осадочного чехла Западной Сибири, ранее уже указывалось (Малоичское месторождение).

Во всех перечисленных районах приуроченность промышленной нефтегазоносности к поглощающим горизонтам сохраняется и выше по разрезу. Однако ее распространение обычно контролируется положением региональных флюидоупоров. Как правило, выше последних признаки нефти и газа в поглощающих горизонтах отсутствуют.

Приведенные примеры условий вскрытия поглощающих горизонтов свидетельствуют о том, что тщательное изучение последних поможет намного полнее осветить нефтегазоносность перспективных площадей и установить положение в разрезе пластов-коллекторов. Случаи нефтегазопроявлений при вскрытии продуктивных горизонтов, как правило, носят случайный характер и в большей мере отражают отсутствие разработанных методических приемов по оценке характера насыщения поглощающих горизонтов.

III.2. ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ЭКРАНЫ И ИХ РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

При поисково-разведочных работах на нефть и газ основное внимание обычно уделяется изучению структурных условий поисковых площадей, положению в разрезе пластов-коллекторов и нефтегазоносных свит. Сложенные плотными непроницаемыми породами литологические экраны, или, как их еще называют, покрышки, флюидоупоры, изучаются в меньшей степени. Это объясняется в первую очередь тем, что такие породы скоплений нефти и газа не содержат и, кроме того, многими исследователями они рассматриваются только как толщи, способствующие сохранению залежей нефти и газа. Однако полученные в последнее время геолого-геофизические материалы свидетельствуют о том, что роль литологических экранов не ограничивается консервацией скоплений УВ. Такие породы оказывают большое влияние на распределение нефтегазоносности в продуктивных осадочных толщах, поскольку они определяют формирование и локализацию в осадочных образованиях нефтегазоносных комплексов и размещение продуктивных горизонтов.

Роль литологических экранов особенно наглядно проявляется при сравнении условий нефтегазоносности разновозрастных отложений, экранируемых различными по пластичности породами.

Известно, что в пределах платформенной юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции сульфатно-галогенные образования кунгурского яруса экранируют в нижележащих карбонатных отложениях артинского, сакмарского и ассель-

ского возраста более ста залежей нефти и газа. Среди них есть и залежи с аномально высоким пластовым давлением и значительными этапами нефтегазоносности (Оренбургское, Ишимбайское, Верхнечусовское и другие месторождения).

Однако в центральных частях Волго-Уральской провинции отложения кунгурского яруса сложены в основном терригенными и отчасти карбонатными породами, среди которых прослой сульфатов и солей отсутствуют. Герметичность этого разреза по сравнению с более южными районами существенно снизилась, в связи с чем нижележащая карбонатная толща залежей нефти и газа почти не содержит. Здесь известно лишь одно незначительное по запасам Николашкинское месторождение тяжелой высоковязкой нефти, и в нижнепермских карбонатных породах установлены признаки окисленной, загустевшей нефти и пропитанные битумом породы.

Изменение фациального облика кунгурских отложений в центральной части Волго-Уральской провинции повлекло за собой не только отсутствие залежей нефти и газа в верхней части карбонатного разреза, но и привело также к изменению физико-химических свойств нефтей в нижележащих карбонатных комплексах. Многими исследователями неоднократно отмечалось, что в пределах этого региона при переходе от Предуральского прогиба и южных районов провинции к ее центральной части легкие газонасыщенные нефти постепенно сменяются тяжелыми, сернистыми, недонасыщенными газом. Одновременно в этом же направлении происходят сокращение мощности и ухудшение экранирующих свойств отложений кунгурского яруса, которые в Предуральском прогибе и в южной части провинции сложены мощной (до 2500 м) толщей соленосных образований, а в центральных районах провинции, как уже отмечалось, маломощной пачкой терригенно-карбонатных пород.

Аналогичная закономерность в распределении нефтегазоносности в Волго-Уральской провинции установлена и в среднекаменноугольных отложениях. В Татарской, Верхнекамской, Средневожской и других нефтегазоносных областях регионально нефтеносны карбонатные отложения башкирского яруса, сложенные органогенно-обломочными, кавернозными известняками (залежи нефти на Кулешовском, Покровском, Чутырско-Киенгопском, Батырбайском и многих других месторождениях). Во всех перечисленных случаях нефтеносные карбонатные отложения башкирского яруса экранируются глинами верейского горизонта, мощность которых достигает 80—100 м (рис. 37).

В более южных частях района (Соль-Илецкий свод, Бузулукская впадина), а также в пределах восточного и северо-восточного склонов Татарского свода глинистые отложения верейского горизонта фациально замещаются карбонатными породами. Залежи нефти и газа в башкирских отложениях, несмотря на наличие в них высокопористых прослоев, здесь отсутствуют. Карбонатные породы башкирского яруса в случае изменения фациаль-

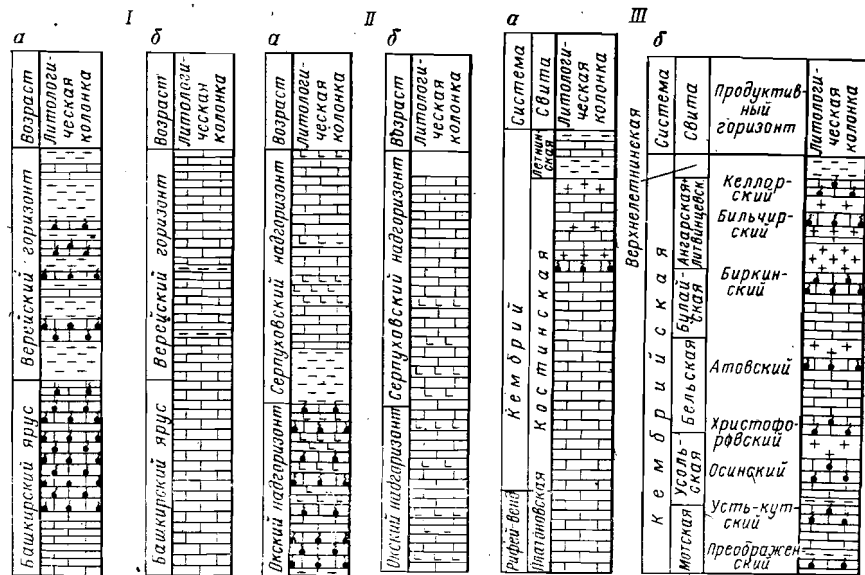


Рис. 37. Сопоставление карбонатных разрезов нефтегазоносных областей:
 I — башкирский ярус и верейский горизонт Волго-Уральской провинции: а — Четырско-Киенопское месторождение, б — Бузулукская впадина; II — окский и серпуховский надгоризонты Волго-Уральской провинции: а — Бузулукская впадина (Бобровское месторождение), б — Серноводско-Абдулинская впадина; III — кембрийские отложения Сибирской платформы: а — северная часть Тунгусского бассейна, б — Иркутский бассейн

ного облика верейского горизонта продуктивны лишь там, где они входят в единый этаж нефтегазоносности высокоамплитудных нижнепермско-каменноугольных залежей (Оренбургское месторождение). Однако здесь вместе с башкирскими продуктивны и карбонатные отложения верейского горизонта, входящие в состав тех же залежей.

Влияние литологических экранов на формирование залежей нефти и газа наглядно видно также на примере верхнепермских карбонатно-терригенных отложений, которые на большей части Волго-Уральской провинции залегают в верхней части осадочного чехла и наиболее приближены к дневной поверхности. В юго-восточной части провинции (Бузулукская впадина) в этих отложениях выявлено около 50 нефтяных и газовых месторождений. Во всех случаях нефтегазоносность верхнепермского продуктивного разреза контролируется распространением изолирующей сульфатно-галогенной толщи гидрохимической свиты казанского яруса мощностью до 110 м. За пределами развития этого литологического экрана залежи нефти и газа в верхнепермских отложениях не встречаются, несмотря на то, что высокочемкие коллекторы, способные аккумулировать УВ, встречаются в них на большей части Волго-Уральской провинции.

Подобно гидрохимической свите верхней перми, проявляются

Экранирующие свойства и покровской пачки визейского яруса. На большей части Урало-Поволжья стратиграфический аналог этой пачки, выделенной в основании серпуховского надгоризонта, сложен карбонатными породами, которые по фациальному облику не отличаются существенно от нижележащих карбонатных отложений окского надгоризонта. Залежи нефти в описываемой части разреза не встречаются. В пределах западного склона Бузулукской впадины покровская пачка сложена глинистыми породами мощностью 40—60 м. Вследствие их экранирующего действия в нижележащих карбонатных отложениях окского надгоризонта сформирован самостоятельный нефтегазоносный комплекс, включающий промышленные залежи нефти на Покровском, Бобровском, Лебяжинском, Дергуновском и других месторождениях Куйбышевской и Оренбургской областей. Наибольшее значение в окском надгоризонте имеют верхние залежи нефти, залегающие непосредственно под глинистыми образованиями покровской пачки и приуроченные к пласту O_2 . Ниже по разрезу в окской карбонатной толще выделяется еще несколько более мелких пластов-коллекторов, экранируемых регионально выдержанными прослоями ангидритов мощностью 7—12 м.

Зависимость распределения нефтегазоносности от положения в разрезе литологических экранов отмечается и в карбонатной толще Сибирской платформы. В пределах наиболее изученных на ее территории Иркутского и Тунгусского осадочных бассейнов большая часть кембрийских отложений сложена карбонатными породами (75—90% всей мощности осадочного чехла). В карбонатном разрезе Иркутского нефтегазоносного бассейна в отложениях усольской, бельской и ангарской свит выделяются регионально выдержанные литологические экраны, представленные сульфатно-галогенными породами мощностью 100—150 м. Благодаря этим непроницаемым породам карбонатная толща нижнего кембрия разделяется на несколько нефтегазоносных комплексов. Известные в настоящее время залежи нефти, газа и различные нефтегазопрооявления приурочены преимущественно к этим комплексам, располагаясь в основном в их верхней части.

В пределах Тунгусского нефтегазоносного бассейна, особенно в его северной части, однообразный с ранее описанным разрез кембрия сложен мощной сравнительно однородной толщей карбонатных пород, в которых промежуточные литологические экраны отсутствуют. Лишь непосредственно над кровлей карбонатного разреза залегают глинисто-мергелистые породы летнинской свиты, широко развитые в пределах бассейна, — региональный экран для нижележащих карбонатных отложений кембрия. В связи с отсутствием в разрезе промежуточных экранов однородный разрез кембрия, по существу, слагает единый мощный нефтегазоносный комплекс, а не расчленен на ряд обособленных комплексов, как это имеет место в Иркутском бассейне. В пробуренных в этом районе одиночных глубоких скважинах признаки нефти и газа встречаются в основном в верхней части карбонатного

разреза непосредственно под региональным летнинским экраном. Как нами отмечалось при описании карбонатных разрезов Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций [25], наиболее перспективными для поисков залежей нефти и газа являются такие карбонатные толщи, которые не расчленены несколькими литологическими экранами на ряд нефтегазоносных комплексов. Здесь УВ, поднимаясь вверх по разрезу, не разделяются между несколькими продуктивными комплексами, а скапливаются под одной-двумя покрывками (например, нижнепермские карбонатные массивы Оренбургского газоконденсатного и Усинского нефтяного месторождений, которые перекрываются мощными экранирующими толщами кунгурского яруса).

Литологические экраны не только контролируют распределение нефтегазоносности в карбонатном разрезе и способствуют сохранению залежей нефти и газа в нижележащих отложениях, но и в ряде случаев препятствуют формированию залежей нефти и газа в более молодых отложениях, играя роль экрана на путях вертикальной миграции УВ. Характерной в этом отношении является юго-восточная часть Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, где кунгурский ярус сложен мощной пачкой сульфатно-галогенных пород. С увеличением их мощности в южном и юго-восточном направлениях интенсивность нефтегазонасыщения залегающих выше верхнепермских продуктивных горизонтов уменьшается, а в более южных и юго-восточных районах, где мощность соленосного кунгура резко возрастает, промышленной нефтегазоносности в надсолевых отложениях не установлено вообще. Анализ фактических материалов по более чем 50 месторождениям описываемого региона показывает, что перетоки УВ вверх по разрезу и насыщение ими верхнепермских отложений прекращаются при мощности галогенных отложений кунгурского яруса более 650 м.

Аналогичным образом проявилось экранирующее влияние мощных глинистых толщ визейского яруса на нефтегазоносность вышележащих отложений в пределах Камско-Кинельской системы прогибов. В центральной части крупной отрицательной седиментационной структуры, где мощность глинистых отложений визейского яруса достигает 350—400 м, в вышележащих отложениях нижнего, среднего и верхнего карбона залежи нефти и газа не встречены. Из схемы размещения залежей нефти и газа в этом комплексе видно (рис. 38), что в центральных частях прогибов, где отмечены максимальные мощности глинистых пород, отсутствуют сколько-нибудь значительные скопления УВ. Зона распространения залежей нефти в среднекаменноугольных отложениях практически повторяет конфигурацию бортовой зоны Камско-Кинельской системы прогибов (особенно в ее восточной части), где мощность терригенных отложений визейского яруса сокращена.

Определяющая роль литологических экранов при формировании залежей нефти и газа в вышележащих отложениях подтверждается сведениями о продуктивности карбонатных мендымско-до-

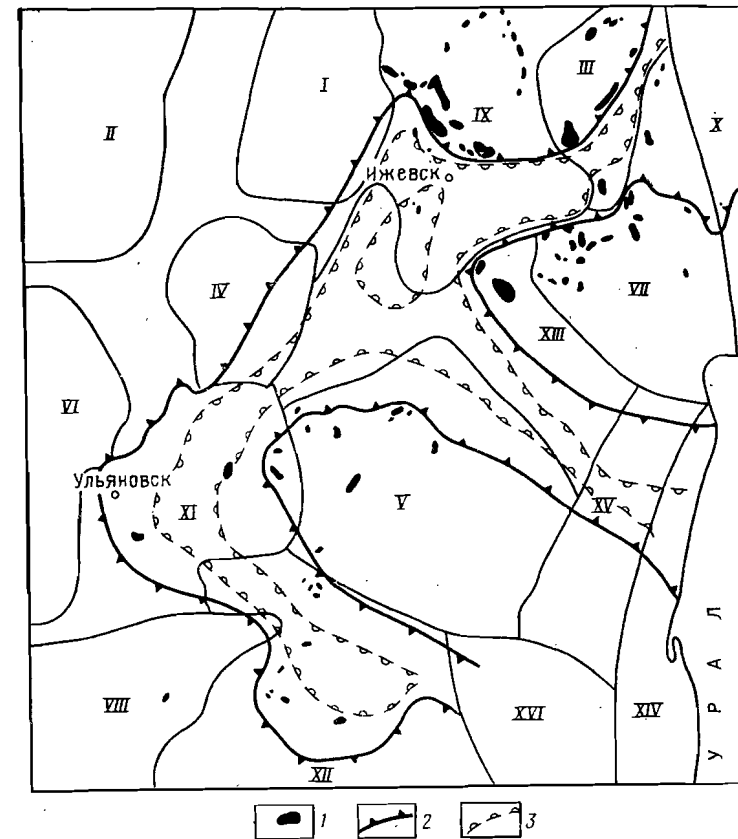


Рис. 38. Схема размещения залежей нефти в каменноугольных отложениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции:

1 — нефтяные месторождения; 2 и 3 — внешняя и внутренняя границы Камско-Кинельской системы прогибов.

Структуры. Своды: I — Коми-Пермяцкий, II — Котельнический, III — Пермский, IV — Северо-Татарский, V — Южно-Татарский, VI — Токмовский, VII — Башкирский, VIII — Жигулевско-Пугачевский; впадины: IX — Верхнекамская, X — Юрюзано-Сылвенская, XI — Мелекеская, XII — Бузулукская; седловины: XIII — Бирская, XIV — Бельская; моноклинали: XV — Уфимская, XVI — Восточно-Оренбургская

маниковых отложений девона, которые в пределах Татарского свода нефтеносны, как правило, только там, где нижележащая кыновско-саргаевская глинистая толща, перекрывающая кыновско-пашийский терригенный нефтеносный комплекс, сокращена в мощности или ее изолирующие свойства в связи со значительным развитием трещиноватости существенно ухудшены.

Литологические экраны не только определяют формирование, размещение и сохранение залежей нефти и газа в пределах отдельных НГКК, но и в значительной мере оказывают влияние на нефтегазоносность всего осадочного чехла. Если мощная толща непроницаемых пород залегает в верхней части карбонатного

разреза, то во всем чехле обычно формируется естественная гидродинамическая система: верхняя часть его обычно газоносна, нижежащие карбонатные комплексы, как правило, содержат только залежи нефти. Такими особенностями распределения нефтегазоносности характеризуются карбонатные толщи Тимано-Печорской и южной части Волго-Уральской провинций. Здесь в карбонатном разрезе непосредственно под региональными экранами — мощными пачками сульфатно-галогенных или глинисто-сульфатных пород — формируются газовые или газонефтяные залежи. В более древнем карбонатном разрезе под литологическими экранами, сложенными глинистыми или сульфатными породами, образовано несколько преимущественно нефтеносных комплексов. Очевидно, такое распределение нефтегазоносности в карбонатном разрезе обусловлено большими подвижностью и проникающей способностью газообразных УВ. Вследствие вертикальной миграции они перемещаются вверх по разрезу и скапливаются под верхними нефтегазоупорами, экранирующая способность которых по сравнению с нижежащими пачками малопроницаемых глинистых пород несравненно выше. Менее подвижные жидкие УВ характеризуются значительно меньшими масштабами вертикальной миграции. Этим в основном объясняется преимущественная приуроченность нефтеносности к более древним комплексам.

В связи с большим значением литологических экранов для формирования и сохранения залежей нефти и газа их изучению в последнее время уделяется большое внимание. Многими исследователями рассмотрена роль флюидоупоров в распределении залежей нефти и газа в разрезе отдельных районов и осадочных бассейнов, в пределах наиболее крупных тектонических элементов и т. д. При этом были определены наиболее характерные особенности экранов и предпринята попытка разработки их классификации с учетом этих важнейших особенностей.

Главным свойством литологических экранов является их способность препятствовать перетоку УВ вверх по разрезу. Экранирующее действие непроницаемых пород объясняется тем, что в них развиты в основном субкапиллярные поры и трещины. Заполняющие их УВ и связанная вода прочно удерживаются капиллярными силами, что препятствует проникновению в такую породу газа или нефти из нижежащих залежей.

Помимо проницаемости надежность флюидоупоров в значительной мере определяется и таким фактором, как мощность. Г. П. Сверчковым, А. А. Плотниковым и другими исследователями установлена количественная зависимость между мощностью глинистых экранов и высотой нефтегазоносности контролируемых ими залежей. Более скудны сведения о характере зависимости между надежностью экранов и их мощностью для тех случаев, когда они сложены другими породами. В. П. Савченко [31] показал, что в пределах Большекинского вала (Бузулукская впадина) ангидритовые покрышки мощностью 25—30 м удерживают

газовые залежи. Но при сокращении их мощности до 15—18 м степень заполнения ловушек УВ значительно уменьшается, в большинстве случаев при такой мощности покрышек в нижежащих отложениях нижеказанского подъяруса залежи нефти и газа отсутствуют (Султангуловская, Заглядинская площади). Однако такой мощности ангидритов достаточно для удержания газовых залежей в том случае, когда внутри ангидритов залегают небольшие прослойки солей. На Ефремо-Зыковском и Измайловском газовых месторождениях, выявленных в восточной части Большекинского вала, залежи газа в песчаниках калиновской свиты контролируются 10-метровыми пачками ангидритов и заключены между ними 5-метровым прослоем галлита гидрохимической свиты.

Спорным представляется тезис Ю. И. Марьенко [21] об ослаблении герметизирующего действия неоднородных по литологии флюидоупоров. При определении изолирующих свойств смешанных покрышек этот исследователь в качестве примесей использовал песчано-глинистый материал, который, действительно, изменяя гранулометрический состав экранирующих толщ, увеличивал их проницаемость. Однако помимо песчано-глинистого материала смешанные флюидоупоры, особенно пачки ангидритов, часто содержат примеси и вкрапления солей. Такое строение имеют ангидритовые экраны гидрохимической свиты на ряде площадей Большекинского вала, под которыми, как уже указывалось, выявлены газонасыщенные песчаники верхнеказанского подъяруса. При появлении в ангидритах солей, которые, как правило, заполняют трещины и каверны, изолирующими параметрами обладают прослойки мощностью 15 м. В таких ангидритах содержание галлита колеблется в пределах 10—16 %.

Учитывая большое значение литологических экранов при формировании залежей нефти и газа, многие исследователи детально изучали их распространение, вещественный состав и другие особенности. По наиболее характерным признакам литологических экранов А. А. Бакировым, Г. Э. Прозоровичем, К. Б. Ашировым, А. М. Ивановым, Ю. И. Марьенко и др. был предложен ряд соответствующих классификаций. Некоторые из этих классификаций в большей мере универсальны и в недостаточной степени учитывают специфику нефтегазонакопления в карбонатном разрезе. Так, в классификациях А. А. Бакирова, К. Б. Аширова и др., А. М. Иванова породы-экраны по масштабам распространения разделяются на региональные и локальные, а по вещественному составу — на глинистые, карбонатные и смешанные. Однако выделение только региональных и локальных экранов не исчерпывает всех их разнообразностей, так как широким распространением пользуются также пачки непроницаемых пород, развитые только в пределах отдельных зон или районов нефтегазонакопления, т. е. зональные экраны.

Кроме того, спорным представляется объединение в описываемых классификациях в одной группе хемогенных пород, куда от-

носятся высокопластичные каменные соли, являющиеся во всех случаях надежным экраном, и ангидриты, которые вследствие трещиноватости при наличии песчано-алевритовой примеси не всегда оказывают изолирующее действие. По этим же соображениям ангидриты, а также гипсы чаще всего не являются региональными экранами и в лучшем случае могут контролировать залежи нефти и газа только в пределах отдельных обособленных районов.

И в качестве последнего замечания необходимо отметить то обстоятельство, что выделение в числе региональных экранов карбонатных пород не подтверждается фактическим материалом. По большому числу нефтяных и газовых месторождений установлено, что карбонатные экраны широкого распространения в пределах древних платформ не имеют, территория их развития ограничивается одной-двумя площадями, за пределами которых карбонатные породы в связи с изменением фациального облика теряют свойства покрышек. Известны многие случаи, когда карбонатные экраны не прослеживаются даже в пределах одной площади, что приводит к образованию различного рода литологических залежей.

Более логичными в этом отношении представляются классификации Э. А. Бакирова и Ю. И. Марьенко. В первой из них по площади распространения выделено четыре класса флюидоупоров: региональные, субрегиональные, зональные и локальные. Ценным является разделение экранов по их соотношению с этажами нефтегазоносности, в связи с чем непроницаемые толщи разделяются на межэтажные и внутриэтажные. Однако использование этой классификации затруднено в связи с тем, что в ней не отражена литология экранов и разделение их производится по абсолютной проницаемости и давлению прорыва газа.

Классификация Ю. И. Марьенко свободна от некоторых недостатков рассмотренных классификаций. Однако представляется недостаточно убедительным выделение в числе полирегиональных, региональных и зональных покрышек криогенных пород, которые в силу своего гранулометрического и минералогического состава могут в лучшем случае являться лишь локальными экранами, так как появление в покрышках песчано-алевритового материала ослабляет их экранирующее действие. Кроме того, известно, что многолетнемерзлые породы часто не имеют сплошного развития, в зависимости от гидрографической сети и других причин в них часто встречаются толщи, которые могут играть роль миграционных «окон». Спорным является также утверждение о снижении уровня надежности галлитовых покрышек при исключении их из типа полирегиональных. Геологические материалы свидетельствуют о том, что соленосные толщи во многих бассейнах служат надежными регионально выдержанными экранами (усольская свита кембрия в Иркутском и Тунгусском бассейнах, кунгурский ярус в Прикаспийском бассейне и др.).

Учитывая большое значение литологических экранов для раз-

мещения нефтегазоносности в осадочных разрезах, и особенно для формирования залежей нефти и газа в карбонатных толщах, автор предпринял попытку создания такой классификации экранов, которая в практике геологоразведочных работ позволила бы ориентировать основные объемы исследований на наиболее перспективные и емкие по запасам интервалы карбонатного разреза (табл. 8). Литологические экраны по масштабу их распространения разделяются на региональные, зональные и локальные. Выделять группу полирегиональных и субрегиональных экранов мы считаем нецелесообразным, так как такая дифференциация широко развитых непроницаемых пород на несколько самостоятельных групп является условной, поскольку полирегиональные экраны по площади распространения не отличаются от региональных, а субрегиональные сходны с выделенными нами зональными экранами.

Региональным экранам принадлежит ведущая роль в распределении нефтегазоносности в карбонатных разрезах. Как уже отмечалось, благодаря герметизирующему действию слагающих их пород региональные экраны не только обеспечивают консервацию УВ в отдельных интервалах разреза, но и способствуют их перераспределению между нефтегазоносными комплексами. Разновозрастные комплексы благодаря герметизирующей роли литологических экранов обычно различаются по гидродинамическим и гидрохимическим условиям. Как правило, даже стратиграфически близкие комплексы существенно отличаются друг от друга по условиям нефтегазонакопления, величинам пластовых давлений, ареалу распространения залежей нефти и газа и т. д.

К региональным экранам в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции относятся сульфатно-галогенные образования кунгурского яруса, глинистые отложения верейского горизонта и визейского яруса. В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции региональными экранами являются сульфатно-глинистые породы кунгурского яруса, кыновско-саргаевские глинистые об-

Таблица 8

Классификация литологических экранов залежей нефти и газа в карбонатных отложениях

Группа (по положению относительно основных НГКК)	Класс (по масштабам распространения)	Вид (по литологии слагающих пород)
Межкомплексные	Региональные	Галогенные Глинистые Сульфатно-глинистые
Межкомплексные, внутрикомплексные	Зональные	Галогенные Глинистые Сульфатно-глинистые Сульфатные
Внутрикомплексные	Локальные	Глинистые Сульфатные Карбонатные

разования. В карбонатном разрезе Сибирской платформы среди региональных экранов в первую очередь следует упомянуть галогенные образования усольской свиты, которые распространены на территории Иркутского и большей части Тунгусского нефтегазоносных бассейнов. Значительными масштабами развития характеризуются галогенные отложения бельской, ангарской свит и глинистые образования верхоленской (летнинской) свиты.

Большое влияние на распределение нефтегазоносности в карбонатном разрезе и формирование нефтегазоносных комплексов оказывают также непроницаемые породы, области распространения которых ограничены отдельными частями бассейнов, т. е. зональные экраны. К зональным литологическим экранам относятся непроницаемые глинистые породы покровской пачки, верхнепермские галогенные отложения Бузулукской впадины, а также сульфатные образования серпуховского надгоризонта Тимано-Печорской провинции. Для зональных экранов характерны меньшие масштабы распространения по сравнению с регионально распространенными непроницаемыми породами. Однако сформировавшиеся под ними скопления УВ могут быть довольно значительными и представлять интерес для наращивания запасов нефти и газа.

Меньшую роль в распределении нефтегазоносности в карбонатном разрезе играют локальные литологические экраны, распространенные в пределах небольших участков нефтегазоносных территорий, отдельных площадей. Чаще всего локальные экраны слагаются глинистыми карбонатными породами, алевролитами, ангидритами. Если региональные экраны располагаются непосредственно в кровельных частях карбонатных толщ, то локальные экраны не имеют четкой стратиграфической привязки и встречаются практически во всем карбонатном разрезе. В связи с таким расположением локальных экранов контролируемые ими залежи нефти и газа могут быть обнаружены во всех частях карбонатных толщ.

Большое значение для обеспечения надежной изоляции нефтегазоносных горизонтов имеют литологические свойства флюидоупоров. Поэтому в каждой их группе нами выделяется несколько типов экранов в зависимости от их литологического облика. Так, в группе региональных экранов выделяются галогенные, глинистые и сульфатно-глинистые экраны.

Как показывает анализ размещения залежей нефти и газа в карбонатных толщах, наибольшее герметизирующее действие оказывают экраны, сложенные галогенными породами. Для этого типа экранов характерно наиболее полное (до 80—100 %) заполнение контролируемых ими газовых и нефтяных залежей. Высокие экранирующие свойства галогенных толщ обусловлены прежде всего повышенной пластичностью, что объясняется отсутствием в солях поровой воды, оказывающей противодавление всестороннему сжатию породы [31]. Галогенные экраны чаще всего имеют региональное распространение и, как правило, контролируют

эти нефтегазоносные комплексы в пределах всех охарактеризованных древних платформ. Вместе с тем встречаются и зональные экраны, сложенные галогенными породами. Наиболее характерным их представителем является гидрохимическая свита казанского яруса, распространенная в западной части Бузулукской впадины. Благодаря экранирующему действию солей в нижележащих карбонатно-терригенных отложениях калиновской свиты на ряде месторождений (Сосновское, Калиновско-Новостепановское, Пилюгинское и др.) сформированы промышленные залежи нефти и газа. За контуром развития солей промышленная нефтегазоносность в этих отложениях отсутствует. Галогенные экраны даже при значительной трещиноватости практически не теряют способности оказывать герметизирующее действие. Очевидно, это объясняется высокой пластичностью каменной соли, которая благодаря эффекту «течения» залечивает все трещины, способные являться путями утечки УВ.

Высокое экранирующее действие оказывают и глинистые породы. Такого типа литологические экраны широко распространены в Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях, где они сложены мощными толщами глин и экранируют отдельные нефтегазоносные комплексы. Большинство исследователей глинистые экраны относят к категории наиболее надежных. Основанием для такой высокой оценки является минимальный по сравнению с другими породами размер зерен, что дает основание полагать наличие в них более мелких пор. Т. Ф. Антонова определила, что в глинистых покрывках проницаемость пород не превышает $(4-5) \cdot 10^{-6}$ мкм². Однако существуют и другие представления. Так, В. Д. Наливкин, Г. П. Сверчков и др. считают, что глинистые покрывки не являются повсеместно надежными, так как с увеличением их глубины залегания глинистые породы уплотняются и становятся более способными к растрескиванию [19]. Это приводит к потере покрывкой изолирующих свойств и вертикальному перетоку УВ вверх по разрезу.

Как уже отмечалось, пачки глинистых пород чаще всего служат региональными экранами. К таким экранам относятся, например, глинистые образования визейского яруса, которые практически на всей территории Волго-Уральской провинции контролируют турнейско-фаменский НГКК. Вместе с тем глинистые отложения могут выполнять роль и зональных экранов. Типичный пример последних — глины покровской пачки, которые распространены в западной части Бузулукской впадины. На участках их развития, как уже упоминалось, в нижележащих карбонатных отложениях окского надгоризонта формируется несколько продуктивных горизонтов, образующих самостоятельный нефтегазоносный комплекс. Глинистые породы могут слагать и локальные экраны. Такие экраны известны в отложениях тульского и каширского горизонтов Волго-Уральской провинции. Обычно площадь распространения локальных глинистых флюидоупоров ограничивается одной-двумя площадями. Как правило, глинистые породы по

простираются, могут замещаться карбонатами или алевролитами. На участках развития последних залегающие под ними пористые породы залежей нефти и газа не содержат.

К группе региональных относятся также экраны, сложенные сульфатно-глинистыми породами. Примером может служить Вуктылское месторождение, где высокоамплитудная пермско-каменноугольная газоконденсатная залежь контролируется мощной пачкой сульфатно-глинистых пород.

Группу зональных экранов иногда слагают сульфатные породы: ангидриты и гипсы. Достаточно высокие экранирующие свойства сульфатов, как и галогенных прослоев, также объясняются отсутствием поровой воды, благодаря чему при всестороннем давлении порода приобретает значительную пластичность. Это дает основание считать, что герметичность сульфатных экранов по мере увеличения их глубины залегания будет возрастать. В качестве примеров экранирующих сульфатных прослоев можно привести гидрохимическую свиту Бузулукской впадины, серпуховскую сульфатную пачку Тимано-Печорской провинции, верхнеангарские ангидритогипсы. Во всех перечисленных случаях литологические экраны сложены преимущественно ангидритами с отдельными пластами и прослоями гипса и каменной соли. Вместе с тем установлено [31], что литологически однородные ангидриты, являющиеся чаще всего локальными экранами, не обладают высокими герметизирующими параметрами. Так, в пределах Кинель-Черкасского района Куйбышевской области верхнепермские залежи, сформированные под ангидритовыми экранами, характеризуются небольшими этажами нефтегазоносности — не более 20—30 % от высоты структуры, а в ряде случаев под ангидритовыми экранами залежи нефти и газа отсутствуют, несмотря на наличие в разрезе пластов-коллекторов и благоприятных структурных условий. В. П. Савченко указывает на случаи утечки газа через ангидритовые породы и расформирования из-за этого верхнепермских газовых залежей.

Дискуссионным до сих пор остается вопрос относительно возможности карбонатных пород экранировать залежи нефти и газа. Исследователи по-разному оценивают свойства этих пород в качестве покрышек. На примере отдельных месторождений Восточно-Европейской платформы была показана возможность формирования под карбонатными породами залежей нефти и газа [25]. Аналогичные примеры можно привести и по другим районам. Однако необходимо иметь в виду, что во всех упомянутых случаях экранами являются сильноглинистые карбонатные породы, в которых содержание нерастворимого остатка составляет 35—45 %. Благодаря значительной глинизации такие породы имеют практически нулевые значения пористости и проницаемости.

Как правило, масштабы распространения карбонатных экранов невелики и обычно ограничиваются отдельными площадями или районами. Поэтому в подавляющем большинстве случаев кар-

бонатные породы выполняют роль локальных экранов. Однако это обстоятельство не должно уменьшать интереса к тем залежам, которые сформированы под ними, так как в нефтегазоносных комплексах часто встречается несколько прослоев плотных карбонатных пород, что приводит к формированию такого же числа расположенных под ними нефтегазоносных горизонтов. Так, например, в франско-фаменской толще Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции мощностью около 700 м выделяется до десяти карбонатных экранов, обусловивших образование нескольких залежей нефти. Часть из них имеет промышленное значение и разрабатывается (Западно-Тэбукское и другие месторождения).

Приведенная дифференциация литологических экранов в зависимости от их масштаба распространения и литологии в том или ином виде встречается у многих исследователей. Однако в подавляющей части существующих классификаций при выборе критериев разделения литологических экранов не учитывается важнейшая их особенность, а именно положение в нефтегазоносных комплексах. В то же время литологические экраны, и в первую очередь региональные и зональные, по мощности контролируемых ими карбонатных разрезов и величине заключенных в них запасов нефти и газа часто существенно различаются между собой. Так, например, серпуховская сульфатная пачка Тимано-Печорской провинции, соленосная толща нижней части осинского горизонта Сибирской платформы экранируют только отдельные части НГКК, хотя и являются региональными экранами. Залегающие под такими флюидоупорами залежи нефти и газа по своему потенциалу значительно уступают тем скоплениям УВ, которые формируются непосредственно в верхних частях НГКК и экранируются в первом случае галогенными отложениями усольской свиты и во втором — нижнепермскими глинисто-сульфатными породами. Роль залегающих непосредственно в верхних частях нефтегазоносных комплексов региональных экранов не ограничивается герметизацией только отдельных залежей, такие межкомплексные экраны обеспечивают формирование в разрезе нефтегазоносных комплексов с различными гидродинамическими системами и этажами нефтегазоносности. Как правило, контролируемые такими экранами залежи нефти и газа отличаются большими этажами нефтегазоносности, значительным ореолом распространения продуктивных отложений.

В связи с вышеизложенным мы считаем необходимым литологические экраны разделять также по положению, которое они занимают в разрезе осадочных образований, для чего в составе региональных и зональных экранов предлагается выделять межкомплексные и внутрикомплексные флюидоупоры. Естественно, что в практике геологоразведочных работ основное внимание должно быть направлено на выявление в разрезе межкомплексных литологических экранов, поскольку последними контролируются нефтегазоносные комплексы и наиболее емкие по запасам залежи нефти и газа.

В последние годы значительно возрос интерес к изучению нефтегазоносности карбонатных разрезов. Это объясняется, с одной стороны, достаточно высокой степенью изученности в большинстве районов терригенных отложений, с другой — значительными объемами карбонатных пород в осадочном чехле многих районов страны, в первую очередь в пределах древних платформ, занимающих значительную часть территории СССР.

Детальное изучение нефтегазоносности карбонатных отложений привело к тому, что наиболее значительные и принципиальные открытия залежей УВ за последние годы осуществлены именно в карбонатных породах. В первую очередь следует назвать месторождения Оренбургское, Гежское (Урало-Поволжье), Вуктылское, Усинское, Возейское (Коми АССР), Калиновое, Малоичское (Западная Сибирь), Куюмбинское и Среднеботуобинское (Восточная Сибирь). Из приведенного далеко не полного перечня основных открытий видно, что залежи нефти и газа в НГКК установлены в различных геоструктурных условиях. Одновременно с расширением масштаба нефтегазоносности в карбонатных отложениях увеличился и ее стратиграфический диапазон. Если первые на территории СССР залежи нефти в карбонатных отложениях были выявлены в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в известняках и доломитах нижнепермского, а также средне- и нижнекаменноугольного возраста, то позже в этом регионе была установлена промышленная нефтеносность верхнедевонских известняков. Как уже отмечалось, промышленные притоки нефти были получены из более древних НГКК: силурийско-ордовикского в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Среднемакарихинское месторождение) и рифейских образований на Сибирской платформе (Куюмбинское месторождение).

Расширение перспектив нефтеносности карбонатных отложений привело к увеличению прогнозной оценки их запасов. Так, например, только в Татарской АССР более 60% прогнозных запасов нефти сконцентрировано в коллекторах карбонатного типа. Такова же примерно количественная оценка нефтеносности палеозойского карбонатного разреза и других районов Волго-Уральской провинции. Однако, несмотря на возросшую прогнозную оценку нефтеносности карбонатных отложений, уровень добычи нефти из них по-прежнему остается на низком уровне. Так, в Татарской АССР из карбонатных продуктивных пластов добывалось только 0,1%, Башкирской АССР — 6% всей нефти [3]. Главная причина такой диспропорции между прогнозной оценкой карбонатного разреза и уровнем добычи нефти из него объясняется прежде всего особенностями строения залежей нефти и газа в карбонатных коллекторах. Этот тип коллекторов отличается от других исключительной литологической неоднородностью, обусловленной условиями их формирования и широким развитием постседиментаци-

онных процессов. Большой диапазон изменения коллекторских свойств продуктивных пластов карбонатного разреза и значительная неоднородность структуры их порового пространства усложняют вскрытие и опробование карбонатного разреза и надежное выделение в нем нефтегазоносных интервалов. Кроме того, недостаточная опосредованность карбонатного разреза обусловлена и слабой изученностью условий формирования и закономерностей размещения в нем залежей нефти и газа. Эти вопросы до сих пор не нашли окончательного решения.

Как известно, многогранная проблема формирования залежей нефти и газа включает ряд положений — от происхождения УВ до их захоронения в нефтегазоносных комплексах и отдельных ловушках. Что касается генезиса нефти, то автор исходит из органической теории ее происхождения, полагая, что только биогенные процессы смогли привести к образованию УВ, распределению их на громадных территориях древних платформ, характеризующихся различной степенью тектонической мобильности и нарушенности кристаллического основания. Как показывает изучение размещения залежей нефти и газа в наиболее освоенной Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, их расположение контролируется не наличием или отсутствием глубинных разломов в теле фундамента, без которых трудно себе представить нефтегазонакопление по неорганической теории, а развитием в осадочном разрезе продуцирующих толщ и своеобразным расположением структурных элементов на пути мигрирующих потоков УВ.

В вопросах генерации нефти и газа одной из важнейших является проблема нефтепроизводящих толщ. Вначале господствовало представление о том, что такими могут быть только глинистые породы в связи с большей по сравнению с другими литологическими разностями обогаченностью ОВ и их способностью к значительному уплотнению (А. Д. Архангельский, И. М. Губкин, Н. Б. Вассоевич). Позже ряд исследователей (А. А. Бакиров, А. Я. Кремс, С. Г. Неручев и др.) к нефтепроизводящим стали относить карбонатные и другие осадочные породы, содержащие ОВ в количестве, сопоставимом с его минимальным содержанием в глинах. Сюда необходимо отнести и представления ряда геологов (В. Г. Васильев, В. И. Ермаков, А. Я. Кремс и др.) о формировании богатейших залежей природного газа за счет генерации его углями. Такое предположение подтверждается соответствием изотопов углерода в газах крупнейших газовых месторождений Обь-Енисейского междуречья, приуроченных к угленосным толщам, и в газах угольного вещества низких стадий метаморфизма. Эти представления существенно расширяют перспективы газосности древних платформ, так как в пределах Восточно-Европейской и Сибирской платформ выявлены крупные Печорский, Якутский и другие угольные бассейны. По расчетам А. Я. Крэмса и др. [34] только угли Печорского бассейна за все время своего существования могли выделить около 45 трлн. м³ метанового газа.

Процесс формирования и преобразования нефтегазообразующих отложений, охватывающий период их эволюции от седиментации нефтегазоматеринского ОВ до его катагенеза или катагенеза, детально был описан в работах Н. Б. Вассоевича, С. Г. Неручева, А. Э. Конторовича и др. Ими было показано, что образование УВ — это один из наиболее широко распространенных в природе процессов, неразрывно связанный с литогенезом осадочных пород.

При изучении проблемы нефтегазообразования важнейшим является вопрос об эмиграции УВ из нефтегазопроизводящих отложений. Удаление нефти и газа из последних является результатом их уплотнения. Наиболее эффективно эмиграция нефти из нефтегазопроизводящих осадков происходит в интервале глубин 1,5—3,5 км. Этап катагенеза, на котором ОВ в породах достигает определенной степени преобразованности и становится возможной массовая эмиграция нефти, Н. Б. Вассоевич назвал главной фазой нефтеобразования. По его мнению, границы зоны катагенеза, в которой начинает проявляться главная фаза нефтеобразования, обычно располагаются на различных глубинах в зависимости от типа осадочного бассейна и литологии развитых в нем осадков.

Если для терригенных, и в первую очередь глинистых, пород наличие нефтегазопроизводящих свойств, по существу, особых сомнений не вызывает, то иначе обстоит дело с вопросом о нефтепроизводящей способности карбонатных отложений. По мнению С. Г. Неручева, нефтегазопродуцирующая способность карбонатных пород при отсутствии в них значительных количеств глинистого материала и ОВ обычно невелика или не проявляется совсем в связи с быстрым процессом их литификации. В качестве примера им приводились карбонатные породы палеозоя Волго-Уральской провинции, залегающие до глубин 3—3,5 км, которые в связи с быстрой литификацией не реализовали свои нефтепроизводящие возможности.

Вместе с тем имеются сведения о том, что карбонатные породы, содержащие повышенные количества глинистого материала и ОВ, способны реализовать свои возможности по продуцированию нефти и газа [21]. Это справедливо и для карбонатных пород, залегающих в более глубоких зонах катагенеза, на глубинах 3—6 км. Последнее положение подтверждается фактом, что в Волго-Уральской провинции в карбонатных породах палеозоя на глубине нескольких сот метров степень битуминозности ОВ не превышает 1—6%, а на глубине около 3 км увеличивается в 2—3 раза и достигает 5—18%.

Нефтегазопродуцирующую способность карбонатных отложений подтверждают и фактические данные по отдельным месторождениям. Так, например, на Среднеботубинском месторождении газонефтяная залежь выявлена в известняках осинского горизонта, залегающих среди мощных пластов соли. Последнее обстоятельство позволяет предполагать генерацию УВ в пределах горизонта непосредственно за счет ОВ карбонатных пород. Низкая

проницаемость осинских известняков исключает латеральную миграцию нефти и газа на значительное расстояние.

Ряд исследователей считает, что многочисленные нефтегазопоявления в карбонатных породах Иркутского нефтегазоносного бассейна необходимо рассматривать как итог процессов преобразования ОВ, сингенетичного вмещающим породам, т. е. признают возможность продуцирования нефти и газа карбонатными породами [14].

Для успешных поисков нефти и газа в карбонатных толщах большое значение имеет знание основных закономерностей размещения скоплений УВ в карбонатном разрезе. В значительной мере отмеченная ранее диспропорция между прогнозной оценкой карбонатных отложений и фактическим уровнем добычи нефти из них объясняется прежде всего слабой изученностью этих закономерностей. Следствием этого обстоятельства явилось отсутствие до сих пор какой-либо типизации или классификации залежей нефти и газа в карбонатных толщах. Имеющиеся классификации таких залежей, по существу, не отличаются от аналогичных схем, разработанных для скоплений нефти и газа в терригенных породах.

Как известно, общепризнанной является классификация залежей нефти и газа, предложенная И. О. Бродом в 1953 г. В соответствии с тремя типами природных резервуаров в ней выделяются три основные группы залежей: пластовые, массивные и литологически ограниченные. Эта классификация получила всеобщее признание, прочно войдя в практику геологоразведочных работ и теоретическую геологию.

Позже ряд исследователей предприняли попытки конкретизировать эту классификацию применительно к залежам, сформированным в карбонатных коллекторах. Из разработанных в этом плане наиболее известными являются классификация К. Б. Аширова и др., И. М. Акшиева и др., Н. Ш. Хайретдинова. Первая классификация практически не отличается от предложенной ранее И. О. Бродом и также основана на выделении трех основных групп залежей в зависимости от типа резервуара. В двух других классификациях в качестве критерия для разделения пластовых, массивных и экранированных залежей принимается в одном случае (И. М. Акшиев) порядок структурных элементов и масштаб распространения продуктивных горизонтов (региональные или локальные), в другом (Н. Ш. Хайретдинов) — литологический облик региональных покровов (терригенные или карбонатные). Две последние классификации разработаны для конкретных геологических условий Татарской АССР и в других районах практически не применимы, поскольку в них выделены распространенные только на этой территории стратиграфические комплексы. Кроме того, за пределами Татарской АССР в связи с изменением фациальных условий разреза появляются галогенные, сульфатные и другого типа литологические экраны, не предусмотренные обеими классификациями.

Основным же замечанием к названным классификациям является то, что они не учитывают в должной мере особенностей распространения нефтегазоносности в карбонатном разрезе и роль литологических экранов в формировании перспективных комплексов и отдельных залежей нефти и газа. Однако, как показывают результаты геологоразведочных работ, знание и учет в поисковом процессе именно этих особенностей строения карбонатных разрезов и заключенных в них нефтегазоносных горизонтов в первую очередь определяют эффективность наращивания запасов нефти и газа в карбонатных отложениях.

Геологические материалы о нефтегазоносных карбонатных разрезах различных районов страны показывают, что размещение в них залежей нефти и газа подчинено определенным закономерностям, которые являются универсальными.

Важнейшей особенностью перспективных карбонатных разрезов является преимущественное нефтегазонасыщение их верхних частей. На рис. 39 видно, что основная часть залежей нефти и газа в карбонатных толщах размещается, как правило, в их верхних частях непосредственно под литологическими экранами, сложеными плотными породами. Такая приуроченность нефтегазоносности к верхней части карбонатных разрезов объясняется условиями вертикальной миграции УВ.

Механизм этого процесса достаточно полно описан В. П. Савченко и А. Л. Козловым [18, 31], которые считают, что основными путями вертикальной миграции УВ являются трещинные зоны, возникшие в результате интенсивных тектонических подвижек. Перемещение УВ происходит благодаря диффузии в виде эмульсии или раствора вместе с движущейся водой, а также в виде прорывающихся струйных фильтрационных потоков нефти и свободного газа. При этом движение УВ определяется гравитационными (всплыванием) и капиллярными силами. Очевидно, что ориентированное вверх по разрезу совместное воздействие обоих факторов обеспечивает естественный гидроразрыв, проявляющийся наиболее интенсивно в гипсометрически самых высоких частях ловушек, где образуется наибольшая разность напора газа (нефти) и воды и где породы характеризуются максимальной трещиноватостью. Естественно, что воздействие обоих факторов, определяющих вертикальную миграцию УВ, ограничивается наличием выше по разрезу низкопроницаемых пород. Благодаря экранирующему действию последних пласты-коллекторы, залегающие выше таких плотных пород, не содержат залежей нефти и газа.

Преимущественное нефтегазонасыщение верхних частей карбонатных разрезов объясняется также тем, что благодаря цикличности осадконакопления карбонатные толщи вверх по разрезу, как правило, сменяются плотными низкопроницаемыми породами (глинами, солями), которые являются надежным литологическим экраном. Последние распространены на значительной территории и способствуют формированию в осадочном чехле обособленных нефтегазоносных комплексов.

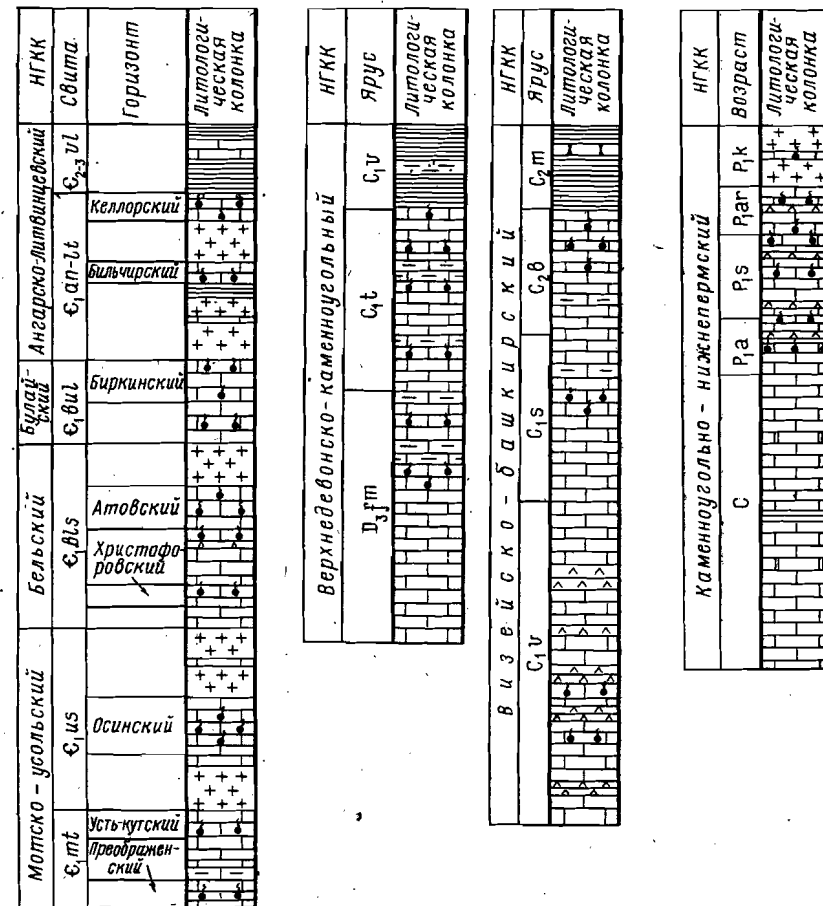


Рис. 39. Схема размещения залежей нефти в НГКК

Для карбонатных разрезов, которые обычно имеют мощность в несколько сот метров и более, характерна преимущественная газоносность их верхней части. Более древние горизонты комплекса чаще содержат залежи нефти. Примером может служить Южно-Шапкинское месторождение в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, где в верхней части карбонатного разреза, относимого к артинскому ярусу, непосредственно под глинистым экраном кунгурского возраста сформирована газовая залежь. В нижележащих карбонатных отложениях ассельского яруса установлена вторая самостоятельная газовая залежь, которая подстилается 30-метровой нефтяной оторочкой. В более древних карбонатных породах верхнего карбона и серпуховского надгоризонта выявлены гидродинамически разобщенные нефтяные залежи. При

этом максимальным этажом нефтеносности отличается нефтяная залежь верхнего карбона, залегающая непосредственно под асельскими глинами.

Аналогичное преимущественное газонасыщение верхних частей карбонатного разреза характерно и для нижнепермских отложений Волго-Уральской провинции. Здесь на подавляющем большинстве месторождений залегающие непосредственно под кунгурскими соленосными породами карбонатные отложения артинского яруса содержат залежи газа. Нижележащие карбонатные породы сакмарского и ассельского ярусов большей частью нефтеносны. Характерно, что более древние карбонатные комплексы (башкирско-намюрский, окско-серпуховский, турнейско-верхнедевонский) содержат только залежи нефти.

Вертикальная дифференциация нефти и газа объясняется благоприятными условиями для прорыва (всплывания) свободного газа в вышележащие пласты вследствие его большей подвижности по сравнению с нефтью [18]. В процессе перетока газа вверх по разрезу большое значение имеет диффузия, направленная в сторону меньшей упругости флюида, т. е. снизу вверх. Так как углеводородные газы обладают большей диффундирующей способностью по сравнению с нефтью, это обстоятельство также способствует вертикальной дифференциации нефти и газа в карбонатном разрезе. Более высокая проникающая способность газобразных УВ явилась причиной преимущественной газонасыщенности верхних частей НГКК в пределах Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций.

Помимо различного фазового состава УВ скопления, сформированные в разных гипсометрических интервалах нефтегазоносных комплексов, характеризуются и другими особенностями. Залежи нефти и газа верхних частей нефтегазоносных комплексов отличаются от нижних залежей большими этажами нефтегазоносности и повышенной концентрацией запасов. Так, например, в Волго-Уральской провинции наиболее значительные по запасам залежи нефти и газа в каменноугольно-нижнепермском НГКК сконцентрированы в известняках и доломитах артинского и сакмарского ярусов, залегающих непосредственно под регионально выдержанными сульфатно-галогенными отложениями кунгурского яруса. В среднекаменноугольном НГКК основные залежи нефти сформированы непосредственно в его верхней части, стратиграфически относящейся к башкирскому ярусу. В турнейско-верхнедевонском НГКК наибольшие по запасам залежи нефти выявлены в карбонатной толще турнейского яруса, венчающей разрез этого комплекса.

На месторождениях Восточной Сибири, где установлена промышленная нефтегазоносность карбонатных отложений, значительные залежи сконцентрированы в их верхней части. В усольской свите нижнего кембрия, которая нефтегазоносна практически на всей территории Сибирской платформы, наибольшее число залежей приурочено к известнякам и доломитам осинского го-

ризонта, залегающим непосредственно под соленосной толщей верхней части свиты. Хотя иногда залежи встречаются и в более древних отложениях свиты (усть-кутский, преображенский горизонты), однако по величине запасов они существенно уступают осинскому горизонту. В вышележащем бельском НГКК преобладающая часть залежей нефти и газа связана с верхней частью карбонатного разреза, которая непосредственно перекрывается соленосными отложениями верхнебельской подсвиты. Сформированные здесь залежи отличаются большими этажами нефтегазоносности, наиболее широко распространены по региону и поэтому заключают основные запасы нефти и газа этого комплекса. Атовский и христофоровский горизонты нижней части бельской карбонатной толщи характеризуются меньшими масштабами распространения нефтегазоносности, этажи продуктивности в них значительно уступают верхним залежам. В булайском и ангарско-литвинцевском НГКК все известные залежи также сосредоточены в верхних частях разреза. Основные продуктивные горизонты ангарско-литвинцевского комплекса (бильчирский и келлорский) залегают в кровельной части карбонатного разреза непосредственно под галогенными породами ангарской свиты, которые являются региональным экраном для нижележащих осадочных образований.

Таким образом, материалы о нефтегазоносности разновозрастных карбонатных отложений в пределах различных геоструктурных элементов указывают на преимущественную приуроченность залежей нефти и газа в карбонатных отложениях к их верхним частям. Одновременно установлено, что на величину запасов залежей, сформированных в карбонатном разрезе в первую очередь влияет их положение относительно кровельных частей НГКК. Те залежи, которые непосредственно венчают карбонатный разрез и залегают под региональными литологическими экранами, имеют наибольшие этажи нефтегазоносности, размеры и характеризуются максимальными запасами. Залежи, сформированные в средних или нижних частях карбонатных комплексов, значительно уступают первым по количеству заключенных в них УВ и обычно как объекты добычи нефти и газа имеют меньшее значение.

Большую роль в распределении нефтегазоносности в карбонатных разрезах играют регионально выдержанные пачки непроницаемых пород. Ранее уже отмечалось, что наиболее емкие по запасам залежи нефти и газа формируются под региональными экранами, которые чаще всего контролируют отдельные нефтегазоносные комплексы.

В значительной мере на фазовый состав УВ скоплений в карбонатных отложениях влияют и литологические свойства экраняющих пород. Как показывает анализ размещения залежей нефти и газа в карбонатном разрезе, наиболее надежными являются экраны, сложенные соленосными породами. Последние обычно контролируют газовые залежи, в том числе крупноамплитудные с

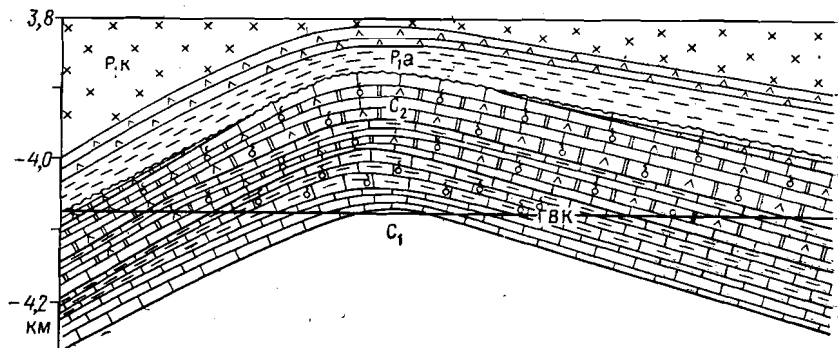


Рис. 40. Литолого-геологический профиль Астраханского газоконденсатного месторождения

аномально высоким пластовым давлением. Наибольшее число соленосных экранов встречено в пределах Восточно-Европейской и Сибирской платформ.

Надежным литологическим экраном являются также глинистые породы. В Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях глинистые отложения кыновского, бобриковского и верейского горизонтов экранируют залежи нефти во многих интервалах карбонатного разреза. Случаев экранирования глинистыми породами газовых залежей известно значительно меньше. Такого рода литологический экран установлен на Астраханском месторождении, однако при этом необходимо иметь в виду то обстоятельство, что здесь непосредственно над глинами залегает мощная (до 2000 м) толща каменной соли кунгурского яруса, которую необходимо рассматривать в качестве основного литологического экрана (рис. 40).

Высокое герметизирующее действие оказывают нефтегазоупоры, сложенные глинисто-сульфатными породами. Под ними образуются высокоамплитудные залежи газа с аномально высоким пластовым давлением (Вуктылское газоконденсатное месторождение). Такого типа литологические экраны известны и на других газовых месторождениях. Более низкой способностью к герметизации обладают экраны, сложенные сульфатными породами, особенно ангидритами. Так, в Кинель-Черкасском районе Куйбышевской области верхнепермские залежи, сформированные под ангидритовыми экранами, имеют небольшое заполнение (10—15% объема ловушки), а отдельные ловушки под подобными экранами залежей не содержат. Помимо перечисленных литологических разновидностей залежи нефти и газа могут экранироваться также глинистыми карбонатными породами.

Автором предпринята попытка разработки классификации залежей нефти и газа с учетом особенностей их размещения в карбонатных комплексах (табл. 9).

Классификация залежей нефти и газа в карбонатных отложениях

Группа (по расположению относительно кровли НГКК)	Класс (по масштабу распространения контролирующих литологических экранов)	Вид (по литологии пород, слагающих контролирующие экраны)	Тип (по типу природного резервуара)
Надкомплексные	Региональные	Контролируются породами: соленосными, глинистыми, глинисто-сульфатными	Массивные, пластовые, экранированные
	Зональные	соленосными, глинистыми, глинисто-сульфатными	
Внутрикомплексные	Зональные	соленосными, глинисто-сульфатными, сульфатными	
	Локальные	соленосными, глинистыми, глинисто-сульфатными, сульфатными, карбонатными	

Так как характер нефтегазоносности карбонатного разреза и размеры сформированных в нем залежей зависят в основном от их положения относительно кровли вмещающих НГКК, по этому признаку все залежи разделяются на две группы: надкомплексные — преимущественно газовые, приуроченные к верхним частям НГКК, с наибольшими этажами нефтегазоносности, с повышенными ареалами распространения — и внутрикомплексные, сформированные внутри карбонатных разрезов, меньших размеров с локальным развитием нефтегазоносности.

В связи с тем, что величина запасов нефти и газа в карбонатном разрезе и масштабы залежей в значительной мере зависят от площади распространения контролирующих их литологических экранов, каждая группа залежей по этому принципу разделяется на классы — залежи региональные, зональные и локальные.

В классификации нашли отражение и литологические свойства флюидоупоров, так как эта особенность экранирующих толщ также влияет на состав флюидов в залежах и их запасы.

И наконец, все залежи нефти и газа в соответствии с классификацией И. О. Брода по типу природного резервуара разделяются на пластовые, массивные и экранированные. Первые два типа залежей образуются в резервуарах, имеющих большое площадное

распространение. Отличие пластовых залежей от массивных заключается в том, что в первых формирование залежей контролируется не только кровлей, но и подошвой пласта, тогда как для образования массивных залежей определяющей является лишь поверхность резервуара, совпадающая обычно с подошвой контролирующей залежь литологических экранов. Массивные залежи чаще всего формируются в гипсометрически приподнятых выступах карбонатных пород.

Предлагаемая классификация, по нашему мнению, в большей мере, чем это было раньше, отражает особенности строения залежей нефти и газа в карбонатном разрезе, что позволит сконцентрировать основные объемы геологоразведочных работ на наиболее перспективных карбонатных разрезах или их отдельных интервалах и получить за счет этого максимальные приросты запасов нефти и газа.

III.4. ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩАХ

Важнейшее значение для ускоренного развития нефтегазодобывающей промышленности имеют размеры открываемых залежей нефти и газа. Как показывает отечественный и зарубежный опыт разведочных работ, а также создания новых топливно-энергетических комплексов, наиболее высокие экономические показатели при разведке нефти и газа и быстрые темпы развития их добычи достигаются при открытии крупных и крупнейших месторождений и вводе их в разработку.

По данным М. Хэлбути и др., большая часть мировых запасов нефти распределена в 266 месторождениях-гигантах, из них около 40 % запасов сосредоточено в карбонатных коллекторах. Высокая концентрация УВ в пределах одного месторождения значительно ускоряет темпы разработки таких месторождений и позволяет при этом достичь высоких экономических показателей. Поэтому естественно, что при вводе месторождений в разработку предпочтение отдается крупным и крупнейшим зонам нефтегазоаккумуляции. Так, в США, по данным М. Хэлбути, из 23 тыс. месторождений нефти и газа свыше 60 % суммарной их добычи приходится только на 310 месторождений, что составляет немногим более 1 % общего числа месторождений.

Проблемы формирования, размещения и поисков нефтяных и газовых месторождений-гигантов детально исследовались А. А. Бакировым, И. В. Высоцким, С. П. Максимовым, И. И. Нестеровым, А. А. Трофимукон, Н. И. Успенской и др. Ими подробно изучены геологические условия распределения месторождений-гигантов по основным геотектоническим элементам, возрасту и глубинам залегания отложений, структурным условиям размещения залежей нефти и газа, литологии коллекторов и т. д.

При анализе особенностей размещения крупнейших месторождений нефти и газа некоторые исследователи не выделяют спе-

циально месторождения, приуроченные к карбонатным толщам, полагая, что палеогеографические условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции, глубинная, структурная и литолого-стратиграфическая зональность в их распространении одинаковы как для терригенных, так и для карбонатных комплексов. Более того, при прогнозировании перспектив открытия крупных скоплений нефти и газа в малоисследованных регионах нередко исходят из наличия в разрезе этого региона лишь терригенных возможно-нефтегазопродуцирующих толщ.

Несмотря на то что многими исследователями в настоящее время признается возможность развития процессов нефтегазообразования в карбонатных отложениях, изучению последних с точки зрения выяснения диагностических признаков формирования в них крупных зон нефтегазоаккумуляции все еще не уделяется должного внимания.

А. А. Бакировым установлено, что в ряде нефтегазоносных регионов мира (Средний и Ближний Восток, Канада, США, Венесуэла и др.) залежи нефти в карбонатных толщах крупнейших месторождений сингенетичны вмещающим отложениям. Эти данные свидетельствуют о том, что при наличии благоприятных палеогеографических и палеотектонических условий процессы нефтегазообразования могут возникать и развиваться не только в глинистых, но и в карбонатных отложениях. Таким образом, при прогнозировании возможности обнаружения крупнейших скоплений УВ необходимо учитывать это обстоятельство.

По многим особенностям строения и условиям нефтегазоаккумуляции карбонатный разрез по сравнению с терригенным не менее перспективен для формирования крупнейших скоплений УВ. Как правило, в пределах древних платформ мощности карбонатного разреза достигают нескольких сот метров. Чаще всего карбонатные разрезы сложены разнородными породами, которые отличаются многообразием структуры пустотного пространства. В отличие от терригенных пластов-коллекторов, в которых полезная емкость представлена главным образом порами, в карбонатных коллекторах в строении пустотного пространства участвуют одновременно или в отдельности пустоты и других морфологических типов. Карбонатные коллекторы помимо поровых могут быть каверновыми, трещинными, карстовыми и др. Практически непроницаемые карбонатные породы встречаются крайне редко. Даже на больших глубинах из-за широкого развития трещиноватости среди них залегают пласты-коллекторы, способные аккумулировать скопления УВ.

Сочетание в карбонатном разрезе, с одной стороны, пластов-коллекторов с высокими физико-коллекторскими свойствами и, с другой — нефтегазоматеринских отложений создает благоприятную обстановку для аккумуляции скоплений УВ. Этому способствует также и более благоприятная палеотектоническая обстановка нефтегазоаккумуляции в карбонатном разрезе.

Образовавшиеся в карбонатных отложениях скопления УВ менее подвержены различным вторичным изменениям и перераспределению в разрезе и в пространстве. Обычно сохранность залежей нефти и газа в значительной мере зависит от палеогидрогеологических и палеогидродинамических условий их существования. Начиная со времени формирования скопления УВ находятся в постоянном контакте с пластовыми водами. Особенно агрессивно эти воды действуют на залежи нефти и газа (и в первую очередь на крупные, учитывая большую площадь контактной зоны) на стадии развития восходящих движений. При попадании в зону активного водообмена и при интенсивном движении пластовых вод газовые залежи могут полностью разрушаться вследствие постепенного поглощения газа свежими порциями воды и уноса его в растворенном состоянии из залежи. Описанный механизм разрушения залежей пластовыми водами наиболее активно действует в терригенном разрезе, который обычно характеризуется активным водообменом. В карбонатном разрезе, где в связи с более низкими емкостными параметрами вмещающих пород существует относительно застойный гидрогеологический режим, разрушающее действие пластовых вод на сформировавшиеся залежи нефти и газа проявляется значительно слабее.

Установлено, что в наименьшей степени разрушению подвергаются залежи газа. Нами эта особенность объясняется тем, что такие залежи в подавляющем большинстве случаев подстилаются нефтяными подушками или оторочками. Вследствие окисления нефти на уровне водонефтяного контакта образуется переходная зона, в которой поры и трещины карбонатных пород запечатаны загустевшей нефтью и которая затрудняет сообщаемость подшвенных вод с газовой залежью.

К факторам, определяющим перспективы карбонатного разреза в отношении формирования скоплений УВ, следует отнести и то, что в карбонатных породах наиболее часто встречаются массивные залежи. Последние в большинстве случаев имеют значительную площадь распространения и приурочены, как правило, к мощным толщам карбонатных пород.

С целью изучения общих закономерностей формирования и размещения крупных скоплений УВ преимущественно в карбонатных отложениях нами были проанализированы данные по известным многочисленным месторождениям, расположенным в пределах древних платформ СССР. Анализ распределения ресурсов нефти и газа месторождений этой категории позволил выделить ряд геологических признаков (условий), благоприятствующих их формированию.

Крупные зоны нефтегазонакопления встречаются часто в платформенных областях. На их долю, по данным А. А. Бакирова, приходится 74 % разведанных запасов нефти и около 83 % газа. Из них большая часть запасов нефти приурочена к внутриплатформенным и краевым впадинам, газа — к сводовым поднятиям и мегавалам. Наиболее благоприятны для формирования крупных

зон нефтегазонакопления в пределах платформ современные крупные положительные структурные элементы в виде сводовых и линейных поднятий, а также приподнятые бортовые части впадин. Примерами могут служить газоконденсатные месторождения Вуктылское, расположенное в пределах западной бортовой зоны Предуральяского прогиба, и Оренбургское — в северной бортовой зоне Прикаспийской впадины.

Подавляющее большинство месторождений-гигантов приурочено к региональным ловушкам преимущественно структурного типа. По данным А. Г. Потеряева, газовые гиганты в отличие от подобных по запасам нефтяных месторождений обычно имеют контуры продуктивности, превышающие 1200—1500 км². В связи с этим крупные газовые месторождения редко ограничиваются контуром обособленных локальных структур. Чаще всего такие газовые залежи — это заполненные газом гипсометрически наиболее приподнятые участки структур первого или второго порядка: сводов, крупных куполовидных поднятий или валов.

Особо следует подчеркнуть благоприятную палеогеографическую обстановку для формирования крупнейших скоплений УВ в пределах бортовых обрамлений древних платформ. Причем перспективы образования подобных скоплений в карбонатных отложениях более благоприятны, чем в терригенных. В пределах бортовых зон платформ в результате интенсивных процессов осадконакопления сформировались мощные толщи карбонатных пород, в том числе и те карбонатные формации, вероятность нефтеносности которых наибольшая.

Важнейшим условием для формирования крупнейших месторождений является наличие надежного регионального литологического экрана, сложенного высокопластичными глинистыми или соленосными породами. Благодаря герметизирующему действию такие литологические экраны препятствуют вертикальной миграции УВ и приводят к их накоплению в огромных объемах в одной-двух залежах. Как правило, газовые залежи экранируются толщами мощностью, измеряющейся чаще всего сотнями метров, в то время как нефтяные залежи могут контролироваться прослоями глин или солей мощностью до 50 м.

Описанные геологические условия размещения крупнейших месторождений нефти и газа нашли определенное отражение в работах многих исследователей. Вместе с тем имеются и такие геологические факторы, контролирующие формирование и размещение крупных скоплений УВ, которые практически не освещены должным образом в геологической литературе.

Проведенное нами изучение особенностей нефтегазонакопления в карбонатных породах наглядно показало, что величина запасов нефтяных и газовых залежей, сформированных в карбонатном разрезе, в значительной мере зависит от числа литологических экранов в нем. Поскольку нефтегазонакопление в карбонатных комплексах происходит в основном в результате вертикальной миграции УВ, плотные непроницаемые породы удерживают нефть и газ

при подъеме вверх по разрезу и способствуют их накоплению в ловушках. Так, например, в центральных и южных районах Волго-Уральской провинции, где в фаменском, каменноугольном и нижнепермском карбонатных разрезах выделяется несколько регионально выдержанных глинисто-мергелистых пачек, УВ распределяются по пяти нефтегазоносным комплексам. При этом в верхних горизонтах условия для формирования залежей нефти и газа менее благоприятны, поскольку большая часть УВ, поступающих из областей генерации (доманиковые отложения девона и визейская терригенная толща нижнего карбона), задерживается под нижележащими экранами.

На открытых в этом районе Пронькинском, Бобровском, Никольском и других нефтяных месторождениях в карбонатном разрезе выделяются около десяти непроницаемых прослоев, приведших к формированию такого же числа нефтяных и газовых залежей с небольшими запасами. Как правило, более значительные по запасам залежи нефти располагаются в нижней части разреза и приурочены в основном к известнякам турнейского и окско-серпуховского НГКК, а также терригенным отложениям бобриковского и каширского горизонтов.

Аналогичным распределением нефтегазоносности отличается и Иркутский бассейн. Здесь из-за наличия в карбонатном разрезе регионально выдержанных прослоев солей в усольской, бельской, ангарско-литвинцевской свитах и глинистых отложений в верхоленской свите нефть и газ рассредоточиваются по четырем НГКК.

В случае отсутствия в карбонатной толще большого числа промежуточных непроницаемых прослоев, УВ мигрируя вверх по разрезу не разделяются между несколькими продуктивными комплексами, а скапливаются под одним-двумя литологическими экранами, образуя значительные залежи нефти и газа. Такими особенностями отличаются отдельные крупные газоконденсатные месторождения Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций, в которых нижнепермские залежи газа контролируются мощными глинистыми или эвапоритовыми толщами кунгурского возраста. Помимо региональных экранов прослои непроницаемых пород в карбонатном разрезе отсутствуют. Несомненно, эти условия способствовали заполнению ловушки газом до замка и образованию в пермско-каменноугольных известняках Оренбургского вала газовой залежи.

Анализ геологического материала показывает, что условия, благоприятствующие формированию скоплений УВ, имеют место и на территории Сибирской платформы. Нами ранее уже отмечалось, что в центральной и северной частях Байкитской антеклизы в отличие от Иркутского амфитеатра разрез рифейско-вендско-кембрийских отложений сложен мощной сравнительно однородной толщей карбонатных пород, относимых к платоновской и костинской свитам. Регионально выдержанные на значительной территории литологические экраны среди карбонатных пород, по су-

ществу, отсутствуют, лишь в их кровельной части залегают отдельные прослой солей, а непосредственно карбонатный разрез экранируют имеющие значительную мощность глинистые образования летнинской свиты. Карбонатный разрез Байкитской антеклизы имеет много общих черт с продуктивной карбонатной толщей Восточно-Европейской платформы. Поэтому обоснованно предположить, что при наличии соответствующих структурных условий здесь также могут быть выявлены скопления УВ.

IV. МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩАХ

Геологоразведочные работы, проведенные в СССР в последние годы, привели к открытию месторождений и залежей нефти и газа, что позволило существенно укрепить сырьевую базу нефтегазодобывающей промышленности и создать необходимые предпосылки для ее дальнейшего развития.

Значительная часть запасов УВ вновь открытых залежей приурочена к карбонатным пластам-коллекторам, слагающим на многих месторождениях основные продуктивные толщи. К таким месторождениям относятся в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции Оренбургское газоконденсатное, Мишкинское и Чутырско-Киенгопское нефтяные месторождения, в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции Буктылское газоконденсатное, Усинское, Возейское нефтяные месторождения. Нефтегазоносность карбонатных отложений в последние годы установлена и на ряде площадей Сибирской платформы, где притоки нефти и газа получены на Куюмбинском, Даниловском и Среднеботуобинском месторождениях.

Однако, несмотря на открытие ряда месторождений в карбонатных толщах, в целом эффективность опосредования карбонатных разрезов остается низкой. Прежде всего это обусловлено сложным строением карбонатных толщ, которые по сравнению с терригенными отложениями значительно более неоднородны, что связано со спецификой условий осадконакопления и вторичных преобразований в ходе литогенеза пород. Следствием этого явились первоочередное опосредование терригенных разрезов и отсутствие в связи с этим научно разработанных методических приемов по изучению нефтегазоносности карбонатных отложений.

Применяемая в практике геологоразведочных работ методика изучения карбонатного разреза не всегда учитывает в должной мере ранее описанные особенности размещения нефти и газа в нем и часто механически использует отдельные методические приемы, разработанные для терригенного разреза. В связи с этим совершенствование методических основ ведения поисков и раз-

ведки нефтяных и газовых месторождений применительно к карбонатному разрезу имеет важнейшее значение в геологоразведочном процессе и в значительной мере будет способствовать более эффективному использованию средств, выделяемых на геологоразведочные работы.

При разработке наиболее рациональной методики поисково-разведочных работ должны учитываться возрастающие возможности геологических и геофизических методов, новые способы их комплексирования, а также все увеличивающаяся сложность геологоразведочного процесса и логическая последовательность различных видов работ, определенная рациональным сочетанием их стадий и этапов.

IV.1. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Известно, что методические приемы, последовательность выполнения поисково-разведочных работ зависят от реализуемых этапов или стадий геолого-геофизических исследований. В настоящее время в геологоразведочном процессе последовательность выполняемых производственных работ регламентируется Положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, утвержденным в 1983 г. Выделяют три этапа: региональный, поисковый и разведочный.

Задачей региональных работ является получение геолого-геофизической информации, необходимой для определения перспектив региона и решения вопроса о целесообразности проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ и выборе эффективных направлений поисков в исследуемом районе.

Особое место в геологоразведочном процессе занимает подготовка площадей к глубокому бурению на поисковом этапе. Этот вид работ имеет подчиненное значение, входя в качестве составной стадии в поисковый этап. Уменьшение роли работ по подготовке структур к глубокому бурению привело к тому, что в подавляющем большинстве геологоразведочных организаций сложилось напряженное положение с фондом подготовленных площадей. Учитывая важность этих работ, их разносторонний характер, автор предлагает выделить их в самостоятельный этап, предшествующий поисковому.

Последний завершается после получения в первых поисковых скважинах промышленных притоков нефти или газа. Однако такая информация не дает достаточных оснований для оценки запасов вновь открытых месторождений и залежей. Поэтому целесообразно на поисковом этапе предусмотреть предварительную оценку выявленных месторождений и залежей с целью определения промышленной значимости и целесообразности их разведки и подготовки к разработке. По результатам предварительной оценки определяются промышленные запасы нефти, газа и конденсата по категориям C_2 и C_1 , при этом доля запасов промышленных категорий не должна быть менее 30 %.

Разведочный этап завершается разведкой и подготовкой месторождения к разработке. Этот комплекс работ проводится на тех месторождениях нефти или газа, которые имеют одну или несколько залежей, получивших по величине запасов и другим геолого-экономическим показателям положительную оценку в качестве возможных объектов разработки. Основной задачей данного этапа являются подготовка месторождения (залежи) к разработке, подсчет и дифференциация по запасам применительно к методам извлечения.

IV.2. РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЭТАП

Целью региональных геолого-геофизических работ являются изучение основных закономерностей геологического строения слабоисследованных земель, оценка перспектив их нефтегазоносности и установление первоочередных районов для постановки поисковых работ на нефть и газ. В процессе региональных геолого-геофизических исследований определяются контуры и основные особенности геологического строения территорий, изучаются возможные нефтегазоносные комплексы, литологические экраны и коллекторы в разрезе осадочной толщи, выделяются возможные зоны нефтегазонакопления и первоочередные объекты для дальнейших поисков.

Обычно комплекс региональных работ при изучении территорий, сложенных карбонатными толщами, существенно не отличается от общепринятого и включает геолого-геофизические исследования и буровые работы. К первым относятся мелкомасштабные геологические и структурно-геоморфологические съемки в комплексе с геохимическими, гидрогеологическими и другими исследованиями. Геофизическую часть исследований, приобретающую в последние годы решающее значение в региональных работах, составляют аэромагнитная и гравиметрическая съемки, электроразведка и сейсморазведка в различных модификациях. Буровые работы имеют также важное значение в общем комплексе геолого-геофизических исследований в связи с выходом в районы со сложным геологическим строением и снижением из-за этого разрешающей способности стандартных геологических методов и включают бурение параметрических и структурных скважин.

Восточно-Европейская и Сибирская платформы характеризуются различным уровнем изученности. Если для Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций уже установлены основные особенности геологического строения, выявлены главные нефтегазоносные комплексы и в настоящее время решается задача по выделению и изучению возможных зон нефтегазонакопления и нефтегазосборных площадей, то для Сибирской платформы эти вопросы еще полностью не решены. В связи с различным уровнем изученности геологического строения и нефтегазоносности на обеих платформах необходимо выполнить разные объем и комплекс региональных геолого-геофизических исследо-

ваний. Для Восточно-Европейской платформы он ограничивается региональными геофизическими профилями КМПВ, МОВ и ОГТ, а также бурением серий параметрических скважин, заложенных преимущественно с целью изучения геолого-геофизической характеристики и нефтегазоносности глубоких горизонтов. Необходимость решения этой задачи обусловлена тем, что, как показывают данные о нефтегазоносности ордовикско-нижнедевонских карбонатных отложений Тимано-Печорской провинции, даже в условиях достаточной изученности районов в основании осадочного чехла возможно и сейчас открытие ранее неизвестных древних нефтеносных толщ. Эти отложения в Волго-Уральской провинции, по существу, еще не изучены, до сих пор неизвестна территория их распространения, поэтому параметрические скважины здесь должны быть запроектированы на нижнепалеозойскую толщу, в которой могут быть выявлены древние нефтеносные карбонатные отложения.

Изучение особенностей геологического строения и нефтегазоносности Сибирской платформы, осадочные бассейны которой имеют более сложную геолого-геофизическую характеристику и значительно большую площадь, чем подобные регионы Восточно-Европейской платформы, стандартным набором региональных методов, использованных ранее в других районах, может лишь задержать получение необходимой геологической информации. Для изучения структуры осадочного чехла Сибирской платформы, и в первую очередь карбонатных комплексов, целесообразно применить дистанционные съемки: космическую, аэровысотную и радиолокационную. В связи с охватом больших районов эти съемки позволят в короткое время изучить структурный план значительной территории и последующие работы ориентировать непосредственно на опосредованное конкретными перспективными объектами.

Для изучения структурного плана кембрийско-ордовикского комплекса и поверхности рельефа фундамента в пределах восточной части Балтийской синеклизы нами в 1978 г. использовались дистанционные методы. При этом было установлено, что аномалии на дистанционных снимках и схемах отражают непосредственно структуру нижних горизонтов осадочного чехла. Сеть выявленных разломов не только подтверждается, но и в значительной степени дополняется дешифрируемыми линеаментами. Комплексное изучение материалов обычных региональных геолого-геофизических методов и дистанционных съемок позволяет получить принципиально новые данные об особенностях тектонического строения, закономерностях размещения залежей нефти и газа и строения локальных структур.

Дистанционные методы особенно информативны при изучении мобильных участков платформы, которые осложнены серий разнонаправленных дизъюнктивных структур. По материалам дистанционных съемок можно наметить общие закономерности строения территории и проследить на ней широтные разломы. Дешифрируемые разломы являются линеamentными структурами,

отражающими распространение тектонической трещиноватости приповерхностных слоев чехла над соответствующими линейными зонами, ограничивающими активные блоки фундамента. На некоторых участках они устанавливаются геофизическими методами в виде разрывов слоев и характерных осложнений структурного плана глубоких горизонтов. Так, например, в южной части Балтийской синеклизы осевые линии дешифрируемых линеamentов совпадают с простираем трех ранее выделенных структурно-тектонических зон: Славской, Правдинской и Янтарно-Кибертайской. Расположение известных скоплений нефти позволяет высказать предположение об их приуроченности к участкам пересечения разломов различных простираций, надежно картируемых дистанционными методами. Если даже по материалам геофизических и буровых работ ограничение залежи фиксируется как одностороннее, линеamentы указывают на наличие субперпендикулярных разломов небольшой амплитуды, которые не обнаруживаются обычными методами в условиях закрытой территории.

Отдельные особенности геологического строения регионов, устанавливаемые дистанционными методами, могут изучаться и другими видами геолого-геофизических работ. Однако некоторые черты структуры осадочного чехла не выявляются обычными методами. Так, для изучения трещиноватости в пределах локальных структур могут быть использованы материалы радиолокационной съемки. Интенсивность и преобладающие направления трещин обычно фиксируются на снимках, а исследование последних позволяет намечать и более мелкие формы, связанные с выщелачиванием, проявлением соляной тектоники и т. д. Таким образом, практически только дистанционными методами при геологоразведочных работах на стадии региональных исследований можно определять в карбонатном разрезе зоны развития улучшенных коллекторов, представленных ареалами трещиноватости и карстовыми полостями. В связи с этим дистанционные съемки могут дать информацию не только по Сибирской платформе. Их проведение целесообразно и на территории Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций для выявления в карбонатных комплексах участков развития трещиноватости и улучшенных коллекторских свойств и внесения на основании этих данных соответствующих корректив в планы проведения геологоразведочных работ.

В общем комплексе поисково-разведочных работ на нефть и газ важная роль отводится параметрическому бурению. Особенно велико его значение на стадии региональных исследований в таких слабоизученных районах, как Сибирская платформа. Несмотря на то что в последние годы освещенность перспективных территорий повышается, объемы параметрического бурения также растут. Это объясняется трудностями поисков новых месторождений нефти и газа в связи с увеличением глубин залегания и большой сложностью строения нефтегазоносных комплексов.

Основная задача параметрического бурения — выяснение глу-

бинного геологического строения и нефтегазоносности слабоизученных территорий, а также получение скоростных параметров разреза для обоснованной интерпретации геофизических данных. В практике работ преобладает стремление к заложению параметрических скважин в наиболее погруженных частях осадочных бассейнов для вскрытия максимальной мощности осадочного чехла. В результате бурения таких скважин получают фактический материал, свидетельствующий в большинстве случаев о строении осадочного чехла. Однако в связи с неясными структурными условиями заложения таких параметрических скважин их информация о нефтегазоносности вскрытого разреза обычно невелика. Это в определенной мере задерживает получение необходимых данных для выбора оптимальных направлений поисковых работ и точного прогнозирования перспектив нефтегазоносности изучаемой территории. Поэтому параметрические скважины по задачам и условиям заложения должны быть разделены на две группы. К первой немногочисленной группе надо отнести те скважины, которые решают общую задачу изучения осадочного чехла, его геолого-геофизической характеристики и бурение которых предшествует проведению региональных геофизических работ.

Во вторую группу входят те параметрические скважины, которые закладываются после проведения региональных или рекогносцировочных геофизических работ и выявления ими антиклинальных перегибов. Естественно, для заложения таких скважин выбирают наиболее крупные и рельефные структурные осложнения. Параметрические скважины второй группы по своему значению больше являются опережающими поисковыми скважинами, их основная задача — изучение нефтегазоносности отложений в пределах конкретных участков перспективных территорий при отсутствии здесь подготовленных к глубокому бурению структур. Эти параметрические скважины сыграли большую роль в изучении перспектив нефтегазоносности различных районов. В них получены первые притоки газа на Оренбургском и Лая-Вожском месторождениях, впервые установлена промышленная нефтегазоносность Куомбинской, Ванаварской и других площадей. Существенным преимуществом таких параметрических скважин является ускоренная оценка нефтегазоносности выявленных крупных структур. Если закладывать на них первые поисковые скважины только при полном оконтуривании ловушек, то выход с глубоким бурением на такие объекты будет задержан на период 3—5 лет, а в новых слабоосвоенных районах и на более длительное время.

Кроме того, особенностью параметрических скважин второй группы является получение в результате проведения в них ВСП или сейсмокаротажа скоростной характеристики разреза. Последнее позволяет при вскрытии карбонатных отложений, характеризующихся обычно сложными сейсмогеологическими условиями, значительно повысить качество полевых геофизических материалов и надежность структурных построений.

Большое значение для успешного и эффективного проведения

поисково-разведочных работ имеет знание основных особенностей осадочного разреза разбуриваемых площадей. Конкретно для карбонатных толщ особенно важно знание гипсометрии и типа контролирующих их литологических экранов. Наличие сведений о положении в осадочном чехле регионально выдержанных прослоев непроницаемых пород позволит уже после бурения первых параметрических скважин выделить во вскрытом разрезе перспективные и нефтегазоносные карбонатные комплексы и учитывать их гипсометрию и масштабы распространения при последующем поисковом бурении.

Опыт геологоразведочных работ показывает, что в ряде районов из-за отсутствия сведений о положении в разрезе карбонатных комплексов глубокие скважины часто проектируют на вскрытие одних и тех же наиболее погруженных горизонтов, при этом не изучаются другие интервалы перспективного в нефтегазоносном отношении разреза. Так, в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции из-за длительной ориентации глубокого бурения на терригенные отложения девона, залегающие в нижней части осадочного чехла, не изучена своевременно нефтеносность верхнедевонских, ниже- и среднекаменноугольных карбонатных отложений, в которых на многих площадях залежи нефти были выявлены позже, непосредственно в процессе эксплуатационного бурения.

Наличие сведений о положении в разрезе региональных экранов, их литологии позволяет прогнозировать возможность открытия в пределах исследуемых регионов залежей нефти и газа. Как уже было показано, наиболее перспективны в этом отношении карбонатные толщи, лишенные большого числа региональных экранов. Учитывая значение литологических экранов для распределения нефтегазоносности в карбонатном разрезе, изучение наличия и положения в осадочном чехле регионально выдержанных прослоев непроницаемых пород должно стать одной из важнейших задач геологоразведочных работ. С этой целью при бурении в новом районе первых параметрических скважин должен быть существенно увеличен объем геолого-геофизической информации по тем интервалам разреза, которые обычно в практике нефтегазопоисковых работ изучаются в меньшей степени, так как они сложены плотными породами.

Полученные материалы о положении в разрезе карбонатных комплексов позволят решить вопрос о первоочередных поисковых объектах, этажности разведки и ориентировать основные объемы поисково-разведочных работ на наиболее перспективные интервалы разреза и тем самым повысить эффективность поисков нефти и газа.

IV.3. ПОИСКОВЫЙ ЭТАП

Основной задачей поисковых работ является открытие месторождений нефти и газа или новых залежей на уже известных месторождениях с оценкой их запасов по категориям C_2 и частично

С₁ и выбор первоочередных объектов для разведки. Поиски новых месторождений проводятся на структурах, степень изученности которых удовлетворяет требованиям подготовленности и кондиционности для заложения поисковых скважин.

Поисковый этап разделяется на стадию выявления и подготовки объектов к поисковому бурению и стадию поиска месторождений (залежей).

Стадия выявления и подготовки объектов к поисковому бурению. Важнейшее значение в геологоразведочном процессе имеют выявление и подготовка площадей к глубокому бурению. От успешного и, в первую очередь, качественного проведения этих работ во многом зависит эффективность геологоразведочного процесса в целом.

Согласно расчетам ВНИГРИ за 1976—1979 гг. эффективность подготовки структур в целом по СССР составила около 64%. При этом наименьшая эффективность геологопоисковых работ была отмечена в пределах древних платформ, и в первую очередь — Сибирской. Здесь из-за проявлений траппового магматизма, соляной тектоники, большой мощности карбонатных отложений и высокой плотности верхней части разреза до сих пор отсутствует надежная методика подготовки структур к глубокому бурению. Факты неподтверждения структур еще часты в Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях. Этому в значительной степени способствовал выход с геологоразведочными работами в более сложные районы с большими глубинами залегания опорных сейсмических и продуктивных горизонтов. Возникшие трудности в проведении геологопоисковых и геофизических работ привели к тому, что в подавляющем большинстве районов страны сложилось напряженное положение с фондом подготовленных площадей. В связи с этим для повышения значения работ по выявлению и подготовке площадей к глубокому бурению и с учетом их специфики нами они выделены в самостоятельный этап.

В последние годы в связи с достаточно высокой степенью опоскованности сравнительно простых территорий, где маркирующие горизонты залегают на небольших, доступных для геологических методов глубинах, и вовлечением в геологоразведочный процесс более сложных районов роль геологической съемки и структурного бурения в выявлении и подготовке площадей непрерывно снижается. В настоящее время общепризнанной является практика использования для этой цели сейсмических методов, и в первую очередь метода ОГТ. Широкое внедрение в практику работ этого метода позволило во многих районах, разрез которых сложен карбонатными и эвапоритовыми породами и характеризуется сложными поверхностными и сейсмогеологическими условиями, значительной мощностью нефтегазоносных комплексов, обеспечить прослеживание отражений тех горизонтов, где ранее метод однократного перекрытия МОВ не давал положительных результатов.

Производственными геофизическими организациями внедряется в практику работ в ряде районов метод МПОВ, с помощью ко-

торого проведены исследования в ряде районов Сибирской платформы. Этот метод способствует повышению точности структурных построений и получению более полной геологической информации, позволяющей выделить зоны выклинивания и проследить в карбонатном разрезе отдельные плотностные границы. Обнадеживают возможности дальнейшего повышения эффективности геофизических работ за счет комплексирования методов продольных и поперечных волн.

Более десяти лет в СССР ведутся исследования по выяснению возможностей прямых поисков залежей нефти и газа комплексом геофизических методов. Наиболее актуальна проблема прямых поисков для карбонатного разреза, где территориальное размещение нефтегазоносности не всегда определяется благоприятными структурными условиями. Уже отмечалось, что в карбонатных толщах залежи нефти и газа могут формироваться в зонах карста, трещиноватости, на участках литологического замещения пластов-коллекторов глинистыми карбонатными породами.

Выполненные исследования привели к решению отдельных вопросов прямых методов. Создана их физико-геологическая модель, т. е. изучены физические свойства залежей и особенности их выделения. Установлено, что участок пласта, заключающий в себе УВ, по сравнению с остальной площадью характеризуется меньшей плотностью, повышенным электрическим сопротивлением, пониженной скоростью прохождения сейсмических волн и более интенсивным их затуханием. Эти особенности нефтегазосодержащих пород приводят к появлению в наблюдаемых полях различных аномалий, которые могут регистрироваться современной геофизической аппаратурой. Однако величины таких аномалий обычно невелики и затушеваны различного рода помехами, что значительно затрудняет решение проблемы прямых поисков.

Таким образом, несмотря на разработку ряда методов, которые позволяют значительно повысить эффективность геофизических работ как по картированию локальных структур, так и по выделению в разрезе осадочных пород скоплений УВ, в целом достоверность результатов геофизических работ по подготовке площадей к глубокому бурению остается еще низкой.

В 1974 г. автор отмечал, что участвовавшие случаи неподтверждения выявленных сейсморазведкой структур объясняются двумя причинами. Одна из них — усложнение поисков нефти и газа в связи с выходом в более погруженные районы, сокращение размеров ловушек, увеличение числа случаев дисгармоничного залегания продуктивных и верхних опорных горизонтов. Другая причина — невозможность или затрудненность учета при интерпретации сейсморазведочных материалов локальных изменений пластовых скоростей, наиболее часто встречающихся в карбонатных разрезах.

Скоростная неоднородность разреза обусловлена чаще всего различного рода разуплотнением пород, наличием в нем изменчивых по мощности галогенно-соленосных толщ, а также несо-

гласным залеганием отдельных пластов. Если не принимать во внимание локальные изменения пластовой скорости, то можно сделать ошибку в определении глубин отражающих горизонтов до 100—130 м, что намного превышает амплитуды платформенных структур.

Отрицательно влияет на качество геофизических построений наличие в перспективном разрезе галогенных отложений. Чаще всего скоростная характеристика такого разреза весьма неоднородна ввиду резкого изменения мощности высокоскоростных соленосных толщ, поэтому схема изохрон по подсолевому карбонатному горизонту не отражает, как правило, истинного положения его поверхности. Большинство качественных определений эффективных скоростей относится к межкупольным зонам. В сводовых же частях соляных куполов вследствие их резких очертаний условия получения качественных годографов отраженных волн затруднены. Для определения глубины залегания подсолевых отложений необходимо иметь сведения о глубинах кровли галогенных отложений и их скоростной характеристике.

В настоящее время глубина залегания кровли соли по данным сейсморазведки определяется неоднозначно. Применение для этих целей гравиметрии и электроразведки ограничивается из-за их высокой погрешности измерений, достигающей 15—20%. Наиболее достоверно глубина залегания подсолевых отложений может быть определена в том случае, если на неглубоких погруженных соляных куполах будут пробурены до кровли соли структурно-параметрические скважины с последующим проведением в них сейсмокаротажных исследований для определения скорости распространения продольных волн в соли.

Особенно большое значение приобретает изучение скоростной характеристики разреза в слабоизученных районах Сибирской платформы, бортовой зоне Прикаспийской впадины, где соленосные отложения имеют значительные мощности и могут оказывать существенное влияние на точность сейсмических построений. Поэтому в этих районах комплекс геофизических работ необходимо дополнить бурением редкой сети структурно-параметрических скважин, в которых должны проводиться сейсмокаротаж или ВСП.

Во многих случаях при глубоком залегании соленосных отложений или наличии в карбонатном разрезе разноскоростных толщ появляется необходимость бурения глубоких скважин с проектными глубинами до 4000 м. Высокая стоимость комплексирования геофизических работ с глубоким бурением в итоге компенсируется экономией средств за счет повышения достоверности подготовки структур и сокращения благодаря этому числа законтурных скважин.

Практика геологоразведочных работ показала, что в районах со сложными сейсмогеологическими условиями отсутствие параметрических скважин привело к снижению эффективности сейсморазведки. В то же время наиболее качественные материалы были

получены на тех площадях, где сейсморазведка проводилась в комплексе со структурным и глубоким бурением.

Методика комплексирования сейсморазведки со структурным бурением была впервые нами внедрена при проведении геофизических работ на Пронькинской и Калганской площадях Оренбургской области. Получение дополнительной информации о скоростных параметрах разреза с помощью бурения специальных структурных скважин позволило на этих площадях значительно повысить качество картирования опорных горизонтов. Несмотря на то что соседние структуры (Кодяковская, Уральская), подготовленные обычными методами, глубоким бурением не подтвердились, на Пронькинской и Калганской площадях в среднекаменноугольных и девонских отложениях были выявлены нефтесодержащие ловушки.

Методика комплексирования структурного и отчасти глубокого бурения с сейсморазведкой впоследствии была использована при проведении геофизических работ на Астраханском своде. В начале здесь сейсморазведка проводилась по обычной методике. На итоговой структурной карте в пределах Астраханского свода по подсолевым нижнепермским отложениям было выделено несколько локальных поднятий: Ширяевское, Смущковское, Воложковское и др. После неподтверждения структурного плана первыми глубокими скважинами в пределах Астраханского свода вновь была проведена сейсморазведка. Для повышения достоверности структурных построений были использованы данные сейсмокаротажа, проведенного в поисковых глубоких и отдельных структурно-параметрических скважинах. В итоге на левобережной части Волги по материалам сейсморазведочных работ было выделено единое крупное Астраханское поднятие, подтвержденное впоследствии глубоким бурением (рис. 41).

Методика комплексирования сейсморазведки со структурным бурением была внедрена и при проведении геофизических работ в пределах Сибирской платформы. Здесь на Ванаварской площади одновременно с сейсмическими работами пробурили более 25 структурно-параметрических скважин, материалы которых использовали для повышения достоверности сейсмических построений. В итоге по поверхности карбонатных и терригенных отложений кембрия была закартирована Собинская структура, подтвержденная впоследствии глубоким бурением. Необходимо отметить, что в целом в пределах Сибирской платформы достоверность картирования структур геофизическими методами остается низкой.

Важное значение в практике геологоразведочных работ имеет оценка нефтегазоносности верхней части разреза. Во многих районах в связи с большими глубинами залегания основных продуктивных горизонтов первые на площади параметрические или поисковые скважины, как правило, проектируются на вскрытие максимальной мощности осадочного чехла и поэтому имеют глубины 3500—4000 м. Для предотвращения возможных осложнений в процессе их бурения интервалы разреза до 2000—2500 м перекры-

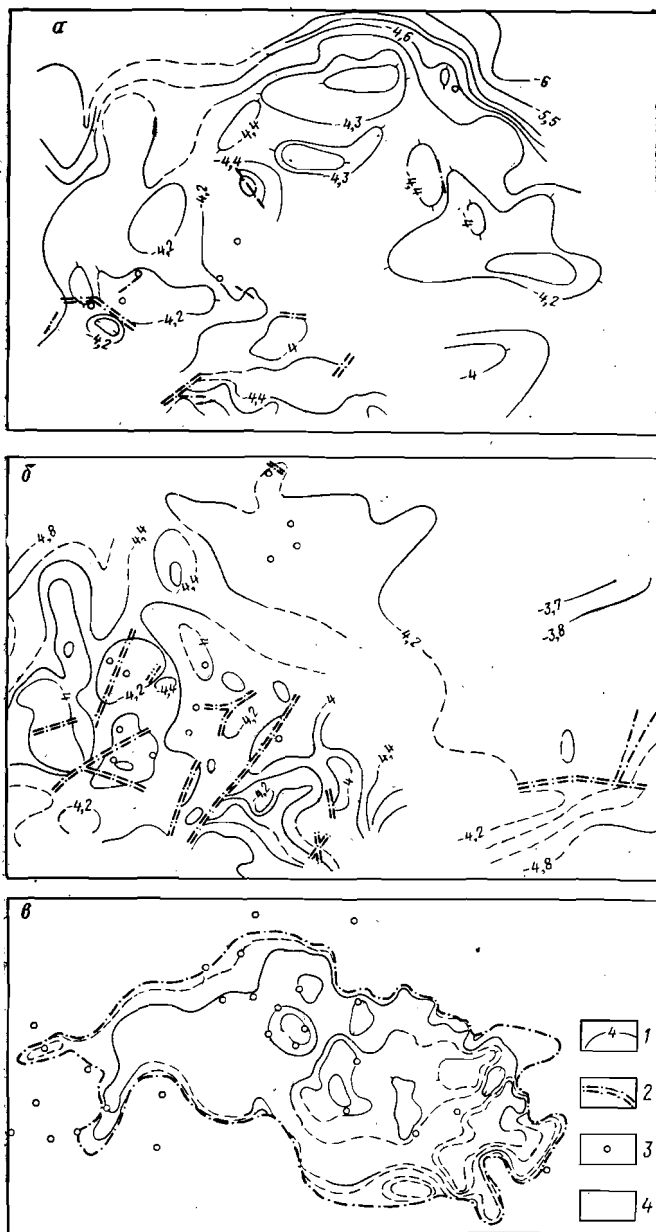


Рис. 41. Основные этапы изучения Астраханского газоконденсатного месторождения:
 а — на 01.01.71; б — на 01.01.75; в — 1982 г.

ваются промежуточными колоннами. Бурение под них ведется долотами больших размеров, а соответствующих размеров испытателей и инструмента по отбору керна нет. Информативность промыслово-геофизических методов в скважинах больших диаметров также недостаточна. Даже при наличии в верхней части разреза нефтегазопроявлений из-за последующего перекрытия осадочных пород в этих интервалах промежуточными колоннами перспективные горизонты, как правило, не опробуются. При испытании в подавляющем большинстве случаев не удалось установить истинный характер насыщения нефтегазоносных пластов из-за затрубных перетоков жидкости, обусловленных разрушением цементного камня за колоннами в процессе дальнейшего углубления скважин.

Оценка нефтегазоносности верхней части разреза особенно актуальна для карбонатных пород, так как их фильтрационно-емкостные параметры в процессе длительного воздействия промывочных жидкостей и других негативных факторов существенно уменьшаются.

Из-за таких чисто технических трудностей изучения верхней части разреза число открываемых в ней залежей нефти и газа было незначительным. В итоге у геологов созрело представление о низких перспективах разреза на глубинах 1500—2000 м, и поиски нефти и газа стали ориентировать на максимальные глубины и наиболее древние стратиграфические комплексы. В результате в ряде районов перспективы верхних интервалов осадочного чехла оказались искусственно заниженными. В первую очередь необходимо упомянуть карбонатный разрез Сибирской платформы, в котором автором выделено четыре нефтегазоносных комплекса. В залегающих на глубинах до 1500—1800 м карбонатных породах бельской, булайской, ангарской и литвинцевской свит на многих площадях отмечались прямые признаки нефтегазоносности. Однако в связи с тем, что подавляющее большинство скважин было ориентировано на глубокозалегающие терригенные отложения мотской свиты, характер нефтегазоносности карбонатного разреза остался неизученным.

Аналогичный пример можно привести и по хорошо изученной Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, где в связи с ориентацией глубоких скважин на терригенные девонские и каменноугольные отложения остались слабо изученными среднекаменноугольный и верхнедевонский карбонатные разрезы, хотя в них на многих площадях отмечались прямые признаки нефти и газа.

Поэтому в практике геологоразведочных работ нередко случается, когда залежи нефти и газа в верхних горизонтах выявляются уже на стадии завершения разведки месторождений. Так, в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции за последние два года установлена промышленная нефтегазоносность верхних горизонтов на разведанных месторождениях. На Южно-Шапкинском месторождении в одной из последних бурящихся скважин получен открытый газовый фонтан из песчаников триаса, залегающих

на глубинах 600—700 м. В этом же районе на Возейском месторождении на глубинах 1100—1200 м открыта новая нефтяная залежь в отложениях кунгурского яруса.

Приведенные примеры наглядно свидетельствуют о потере информации о нефтегазонасности верхней части разреза из-за недоучета возможности наличия в ней залежей нефти и газа. В то же время геологические материалы свидетельствуют о том, что в осадочных породах, залегающих на глубинах до 2000 м, могут быть сформированы залежи нефти и газа. Здесь в первую очередь следует упомянуть залежи газа в сеноманских отложениях на севере Тюменской области, газовое месторождение Газли, крупные нефтяные месторождения Сафания-Харджи в Иране и Боливар в Венесуэле. На всех упомянутых месторождениях нефтяные и газовые залежи находятся на глубинах до 1000—1500 м. Можно привести и другие примеры размещения скоплений УВ на небольших глубинах.

Известны многочисленные случаи нефтегазопроявлений из верхних горизонтов в пределах Сибирской платформы. На Толбинской площади в Якутской АССР, в региональном плане приуроченной к северному склону Алданской антеклизы, из известняков кембрия, залегающих на глубине 380 м, получены притоки нефти. На Русско-Речинской площади этого же района из известняков осинского горизонта с глубины 680 м получен фонтан газа с дебитом около 100 тыс. м³/сут. На Сухотунгусской площади, являющейся одним из структурных элементов Курейско-Летнинского мегавала, при вскрытии известняков платоновской свиты в интервале 790—1035 м отмечались интенсивные нефтегазопроявления. При опробовании нескольких пористых пластов получены притоки газа с дебитом до 20 тыс. м³/сут. Эти горизонты опробовались в основном после того, как скважины были доведены до проектной глубины, составляющей около 3000 м. Естественно, что после длительного воздействия на известняки промывочной жидкости и шлама данные о коллекторских свойствах продуктивных пластов к моменту опробования были искажены. Газонефтяные залежи в верхней части разреза (до 1000—1500 м) известны также в Башкирии, Куйбышевской области, Азербайджане.

Приведенные материалы свидетельствуют о том, что в практике поисково-разведочных работ в силу различных технических причин нефтегазонасность верхней части разреза остается слабоосвещенной, хотя здесь могут быть встречены залежи нефти и газа, представляющие значительный интерес для освоения. Поэтому в ряде районов оценка нефтегазонасности верхней части разреза (до 1500—2000 м) проводилась с помощью структурных скважин одновременно с подготовкой площади к глубокому бурению.

В Оренбургской области еще в 60-х годах осуществлялось опробование вскрытых в процессе структурного бурения нефтегазонасных горизонтов уфимского яруса, залегающих на глубинах до

650 м. Таким путем были открыты Петро-Херсонское, Чекалинское, Иловатовское и другие газовые месторождения. В структурных скважинах путем полного отбора керна и проведения стандартного промыслово-геофизического комплекса довольно детально изучались залегающие в верхней части разреза нижеказанские и уфимские продуктивные отложения.

Аналогичные работы проводились на территории Башкирской АССР в пределах западной бортовой зоны Предуральяского прогиба. Структурными скважинами здесь были открыты Воскресенское, Канчуринское, Ромадановское и другие газоконденсатные месторождения, приуроченные к рифовым постройкам. В Тимано-Печорской нефтегазонасной провинции структурное бурение также широко использовалось для оценки нефтегазонасности перспективных горизонтов, залегающих на глубинах до 2000 м. Здесь, как правило, после подготовки структур, а часто и в процессе сейсмических работ в свode выявленных поднятий закладывались структурные скважины с целью оценки нефтегазонасности верхней части разреза. Только в девятой пятилетке таким методом были открыты Лая-Вожское, Василковское, Ярейское, Ванейвисское газовые и Салюкинское, Среднемакарихинское нефтяные месторождения. На севере провинции на отдельных площадях вала Сорокина в конце 70-х годов структурными скважинами были выявлены залежи нефти в песчаниках триаса, залегающих на глубинах до 900 м.

Изучение продуктивности верхних горизонтов в процессе геолого-геофизических исследований, ориентированных на подготовку площадей к глубокому бурению, имеет большое значение в практике геологоразведочных работ, поскольку позволяет ускорить освоение новых площадей и качественно оценить их промышленную нефтегазонасность. В специальных скважинах может быть детально изучен разрез глубиной до 2000 м, перспективный в нефтегазонасном отношении, и выявлены все возможно продуктивные пласты, которые вследствие ранее отмеченных особенностей глубокого бурения остаются не освещенными при их вскрытии поисковыми или параметрическими скважинами. При получении на стадии подготовки площадей геолого-промысловых материалов по верхней части разреза при последующем поисково-разведочном бурении геологическая нагрузка на глубокие скважины по изучению верхних горизонтов может быть снята, что позволит значительно повысить скорости глубокого бурения и уменьшить затраты на его проведение.

Открытие газовых залежей в верхних горизонтах в процессе структурного бурения позволит значительно уменьшить затраты на последующее глубокое бурение в пределах самой газонасной площади или соседних районов на более погруженные горизонты за счет использования газа в качестве топлива на буровых и для бытовых целей. Такая методика проведения геологоразведочных работ особенно эффективна в труднодоступных северных и восточных районах страны, где доставка на буровые необходимых

материалов крайне затруднительна и может осуществляться не во все времена года. Показательной в этом отношении является разведка Василковского газоконденсатного месторождения в Тимано-Печорской провинции (рис. 42), где в начале 70-х годов структурными скважинами была открыта залежь газа в верхнепермских терригенных отложениях. В последующем газ этой залежи использовали для газоснабжения буровых, которые были оснащены газотурбинными установками. Такое решение топливной проблемы позволило уменьшить завоз горючего на буровые и за счет этого на 18—20 % сократить стоимость разведочных работ.

При выходе с глубоким бурением в новые слабоизученные районы конструкции первых параметрических или поисковых скважин во избежание возможных осложнений определяют, исходя из наиболее сложных прогнозируемых геолого-технических условий вскрытия верхней части разреза: наличия нефтегазоносных пластов с аномально высоким пластовым давлением, поглощающих горизонтов, обваливающихся зон и т. д. Естественно, ориентация на такие тяжелые условия бурения скважин приводит к использованию громоздких многоколонных конструкций, из-за чего сроки бурения первых скважин в районе значительно удлиняются и задерживается оценка нефтегазоносности новых площадей.

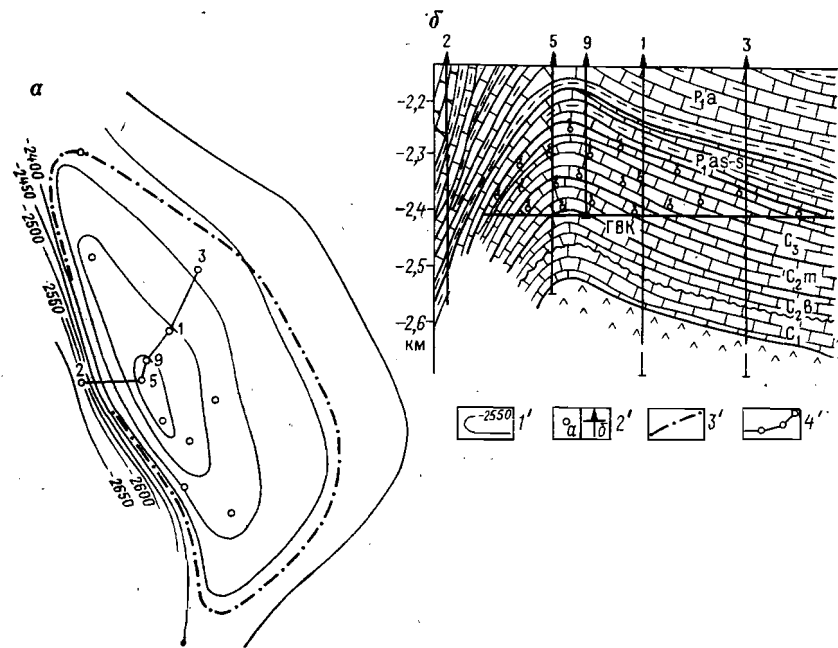


Рис. 42. Структурная карта (а) и геологический разрез каменно-нижнепермских карбонатных отложений (б) Василковского месторождения: 1' — изогипсы кровли карбонатов нижнепермского возраста, м; 2' — скважины (а — на карте, б — на профиле); 3' — ГВК; 4' — линия профиля. Остальные условные обозначения см. рис. 2

В случае же проведения в районе структурно-поискового бурения в глубоких скважинах могут быть применены более рациональные конструкции, учитывающие конкретные геологические условия верхней части разреза. За счет облегчения конструкций поисковых скважин значительно сокращаются затраты на бурение и уменьшаются сроки оценки нефтегазоносности разведываемых площадей.

В связи с целесообразностью и высокой экономической эффективностью предварительного обнаружения залежей нефти и газа в неглубоко залегающих горизонтах автор считает необходимым в стадии выявления и подготовки площадей к глубокому бурению выделить подстадию оценки нефтегазоносности верхней части разреза. Выполнение предусмотренных ею работ (бурение одиночных структурно-поисковых скважин) позволит с меньшими затратами средств и в более сжатые сроки осветить перспективы нефтегазоносности слабоизученных и трудноосваиваемых регионов.

Стадия поиска месторождений (залежей). Выполняемый в процессе описываемой стадии комплекс работ, включающий бурение скважин, отбор керна и шлама, различного рода промыслово-геофизические исследования, опробование и изучение перспективных горизонтов, должен обеспечить вскрытие возможных нефтегазоносных комплексов и определить наличие во вскрытом разрезе литологических экранов и пластов-коллекторов. В результате испытания последних и получения промышленных притоков нефти или газа должны быть получены общие представления об условиях и глубинах залегания продуктивных и перспективных горизонтов, параметрах ловушки и величине запасов категории C_2 .

Стадия поиска считается завершенной, если в одной из поисковых скважин получен промышленный приток нефти или газа. В этом случае составляется проект разведки месторождения и производится оценка его запасов. Стадия поиска может быть завершена и в том случае, если обнаружены непромышленные скопления УВ и дальнейшие работы на площади признаны экономически нецелесообразными.

Оценка запасов проводится на выявленных месторождениях нефти или газа, в разрезе которых достоверно установлены продуктивные горизонты, представляющие практический интерес для прироста запасов и последующей добычи нефти и газа. Главной задачей работ, предусмотренных этой стадией, являются определение промышленной значимости выявленных месторождений и оценка продуктивности нефтегазоносных горизонтов и средних значений геолого-промысловых параметров, необходимых для подсчета запасов категорий C_2 и частично C_1 . Оценка месторождения или залежи считается завершенной, если полученные параметры позволяют не менее 30 % их запасов отнести к категории C_1 .

В отличие от региональных работ, когда основные методические приемы, используемые при изучении терригенного разреза, существенно не отличаются от методики вскрытия карбонатных

толщ, на поисковом этапе комплекс работ в обоих случаях должен быть различным. Прежде всего это относится к выбору рациональных проектных глубин и горизонтов поисковых скважин. При вскрытии терригенного разреза, содержащего несколько продуктивных толщ, поисковые скважины, как правило, проектируются с учетом вскрытия нижних нефтегазоносных комплексов. Опробование всех перспективных горизонтов осуществляется затем снизу вверх в эксплуатационной колонне. Лишь при значительной мощности вскрытого разреза допускается выделение в нем двух-трех этажей разведки, изучаемых самостоятельными сетками скважин. Такая методика ведения поисковых работ возможна благодаря высоким коллекторским свойствам терригенных пластов-коллекторов.

В карбонатном разрезе в отличие от терригенного пласты-коллекторы в подавляющем большинстве случаев имеют более сложную характеристику, их фильтрационная способность после вскрытия и дальнейшего углубления скважины может существенно снижаться. В основном вторичные изменения емкостных параметров карбонатных пород объясняются капиллярной гидродинамикой и проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт, закупоркой пор шламом и образованием глинистой корки. Во многих случаях при бурении скважин на высокоминерализованных растворах фильтрация промывочной жидкости в пласт приводит к образованию в порах и трещинах кристаллов соли, существенно снижающих пористость и проницаемость продуктивного пласта.

Значительное ухудшение емкостных параметров карбонатного разреза в процессе длительного воздействия на него глинистого раствора подтверждается результатами опробования. Известны многочисленные случаи, когда из пластов-коллекторов с достаточно высокими значениями пористости и проницаемости в эксплуатационной колонне притоки УВ не были получены, хотя промышленная нефтегазоносность этих пластов ранее определялась непосредственно после вскрытия в процессе бурения. В связи с этим при вскрытии карбонатного разреза следует соблюдать необходимые условия по сохранению емкостных параметров пластов-коллекторов. Важнейшим из них является выбор оптимальных проектных глубин поисковых скважин, достижение которых позволит избежать длительного во времени контакта пласта-коллектора с промывочной жидкостью и шламом.

Учитывая эти обстоятельства, проектные глубины поисковых скважин следует выбирать в зависимости от характера изучаемого карбонатного разреза. По условиям нефтегазонакопления и чередования пластов-коллекторов с литологическими экранами автором выделяется три типа карбонатных разрезов (рис. 43).

Первый тип, наиболее характерным примером которого являются продуктивные разрезы Вуктылского и Оренбургского месторождений, представлен мощной сравнительно однородной толщей карбонатных пород. В таком разрезе при наличии благоприятных структурных условий возможно формирование залежей нефти и

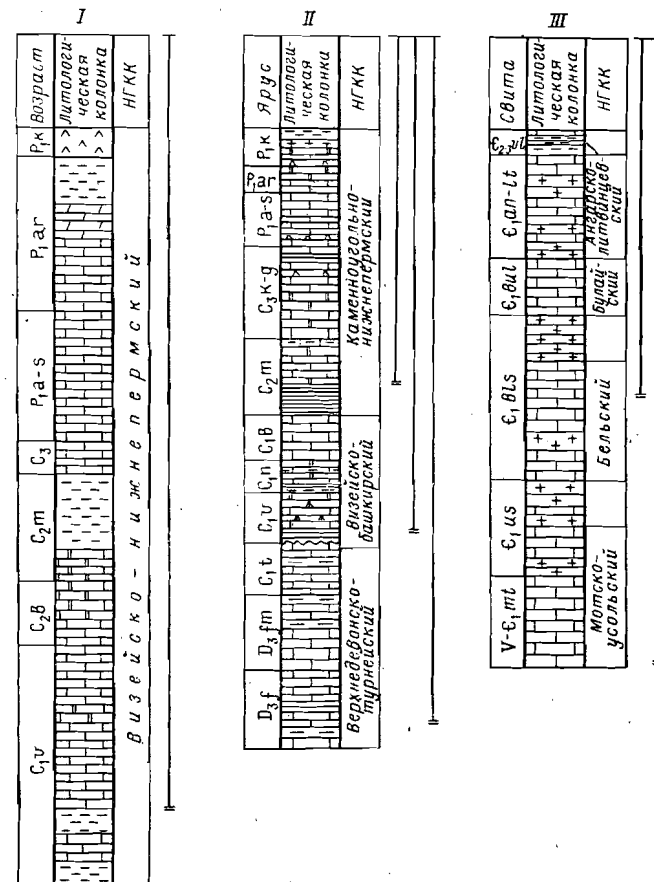


Рис. 43. Выделение этажей разведки в различных типах карбонатных разрезов:

I — оренбургско-вуктыльский, II — волго-уральский; III — иркутский

газа непосредственно под региональными экранами, сложенными обычно соленосными или сульфатно-галогенными породами. Более древние части разреза скоплений УВ обычно не содержат. Поэтому при изучении подобных толщ проектные глубины поисковых скважин должны устанавливаться с учетом вскрытия их верхней, наиболее перспективной части. Глубокие интервалы карбонатного разреза с целью выявления в них зональных или локальных литологических экранов и контролируемых ими небольших скоплений УВ целесообразно изучать теми скважинами, которые запроектированы на более глубокие нефтеносные комплексы осадочного чехла.

Второй тип, представлен карбонатно-терригенным разрезом, примером которого является осадочная толща Волго-Уральской

нефтегазонасной провинции. В таком разрезе выделяется несколько мощных нефтегазонасных комплексов, сложенных как карбонатными, так и терригенными породами. Залежи нефти и газа формируются преимущественно в верхних частях комплексов, одновременно с этим они встречаются и в более глубоких их интервалах. Поиски залежей нефти и газа целесообразно осуществлять раздельно для разных комплексов. Запроектированные на каждый комплекс поисковые скважины углубляются до вскрытия его подошвы (рис. 44). Хотя опоскование каждого комплекса специальными скважинами приведет к бурению в пределах одной площади нескольких поисковых скважин, это позволит качественно и полно изучить нефтегазонасность всего карбонатного разреза и не допустить пропуска отдельных нефтегазонасных толщ, как это имело место в Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях.

Типичным примером слабоизученных интервалов карбонатного разреза являются фаменские известняки Шкаповского нефтяного месторождения. Здесь на поисковом этапе основное внимание

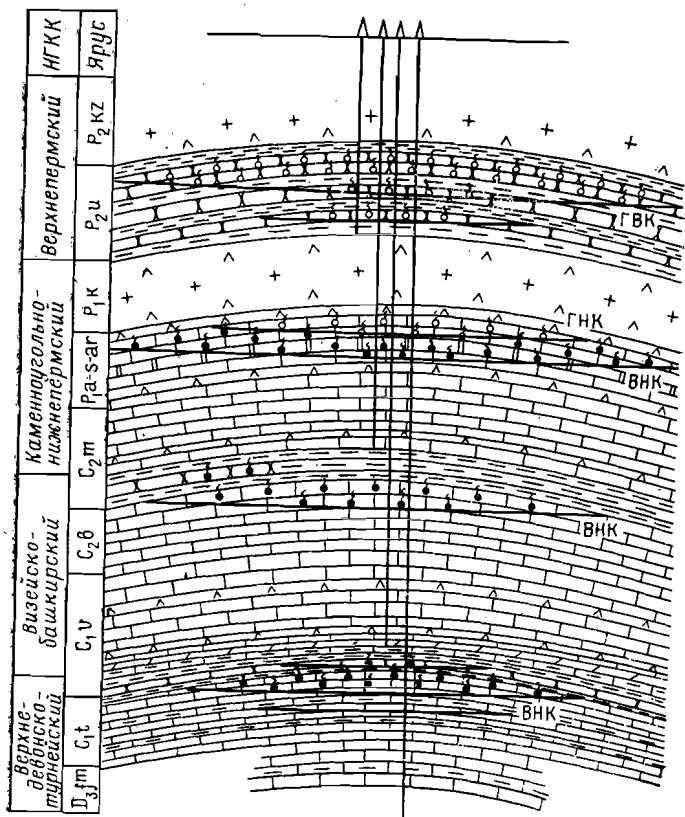


Рис. 44. Принципиальная схема опоскования многокомплексных месторождений (на примере Покровского месторождения)

было сконцентрировано на терригенных девонских отложениях — основном базисном объекте нефтедобычи в регионе. Однако при этом не было принято должных мер для изучения вышележащей фаменской карбонатной толщи, из которой в одиночных скважинах были получены безводные притоки нефти. Из-за недостаточной геологической информации эта толща не принимает участия в восполнении снижающейся добычи нефти на месторождении, хотя по имеющимся материалам она также может быть объектом разработки.

Эффективна методика раздельного изучения нефтегазонасности карбонатного разреза, внедренная на отдельных площадях Тимано-Печорской нефтегазонасной провинции. Здесь, как уже отмечалось, в осадочном чехле выделяется три-четыре продуктивных комплекса. Мощность толщ между наиболее древним ордовикско-силурийским и верхним каменноугольно-нижнепермским комплексами превышает 2000 м. В связи с ориентацией первых поисковых скважин на вскрытие всей осадочной толщи качество геолого-геофизической информации по верхним карбонатным комплексам (каменноугольно-нижнепермскому, верхнедевонскому) было недостаточно высоким, что приводило к пропуску отдельных продуктивных горизонтов.

С целью уменьшения негативного воздействия фильтрата глинистого раствора и других факторов на пласты-коллекторы верхних комплексов в процессе углубления поисковых скважин в Тимано-Печорской провинции на тех площадях, где структурные планы разновозрастных отложений совпадают, верхние нефтегазонасные комплексы изучают в специальных наклонных скважинах, бурящихся рядом с основной поисковой скважиной, ориентированной на вскрытие максимальной мощности осадочного разреза. Такая методика изучения нефтегазонасности вскрытого разреза, учитывающая структурно-текстурные особенности пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов, позволила выявить новые залежи нефти и газа в пределах валов Сорокина, Шапкино-Юрьянского и других структурных элементов. Особенно эффективна эта методика в труднодоступных северных и восточных районах страны, где транспортировка бурового оборудования на новые точки затруднена в связи с условиями рельефа, сезонной дорожной сетью и другими причинами.

Третий тип разреза отмечен в Иркутском и Тунгусском (в южной части) нефтегазонасных бассейнах. Здесь осадочный чехол представлен чередованием маломощных пачек карбонатных и эвапоритовых пород. Карбонатные прослои нефтегазонасыщены непосредственно под регионально развитыми соленосными породами, которые, как правило, изолируют отдельные нефтегазонасные комплексы. Учитывая сравнительно небольшие мощности этих карбонатных толщ, при опосковании такого типа разрезов возможно вскрытие поисковыми скважинами одновременно до двух комплексов. Следовательно, на каждой вводимой в глубокое бурение площади надо закладывать две-три поисковые скважины.

В связи с тем, что в разрезах Волго-Уральской провинции и Сибири помимо верхних частей нефтегазоносных комплексов объектами поисков являются и более древние интервалы карбонатного разреза, большое значение приобретает изучение морфологии их поверхности. В более погруженных частях карбонатных комплексов часто формируются биогермы, представляющие, несомненно, большой интерес для поисков УВ. Поэтому при подготовке структур к глубокому бурению геофизическими методами должны прослеживаться и внутрикомплексные отражающие горизонты.

При практической реализации поискового этапа важнейшим является *вопрос о числе одновременно закладываемых поисковых скважин*. В последние годы отдельные исследователи в районах с невысоким коэффициентом успешности поисков нефтяных и газовых месторождений и при наличии сомнений в достоверности подготовленных локальных поднятий рекомендуют бурение одиночных скважин. Бурение нескольких поисковых скважин признано целесообразным только в районах с высоким коэффициентом успешности. Однако эти рекомендации представляются недостаточно обоснованными. Во-первых, коэффициент успешности не является чем-то постоянным, в значительной мере он зависит от степени опосредованности территории. По Г. П. Ованесову, обычно максимальное значение этот коэффициент имеет при реализации прогнозных запасов на 15—20 %, когда общие особенности размещения залежей нефти и газа в районе известны и в то же время прогнозные и перспективные запасы его реализованы не полностью. Во-вторых, бурение одиночных поисковых скважин на недостаточно достоверных структурах может задержать на длительное время решение вопроса о наличии в пределах разбуриваемой площади скоплений УВ.

Практика поисково-разведочных работ в различных районах однозначно свидетельствует о том, что бурение на новой площади лишь одной глубокой скважины (в случае получения по ней отрицательных результатов) не может свидетельствовать об отсутствии на площади залежи нефти и газа. В соответствии с исследованиями К. К. Макарова и др., в девятой пятилетке в СССР первой поисковой скважиной открыто 48 % новых месторождений, первыми двумя 74 % и тремя 86 %.

Особенно неправомерна попытка оценить одной скважиной нефтеносность какой-либо площади, если она сложена карбонатными породами. Как уже нами отмечалось, пласты-коллекторы в таких разрезах меняют структуру порового пространства в процессе вскрытия. Кроме того, одной скважиной в случае отсутствия в ее разрезе продуктивных горизонтов нельзя проверить достоверность структурных построений. В последнее время при получении по новой площади отрицательных результатов в практике работ принята обязательная проверка достоверности сейсмических построений после проведения в поисковых скважинах сейсмокаротажных исследований. Если же на площади пробурена только одна скважина, то в этом случае полученных геофизиче-

ских параметров будет недостаточно для определения изменения по площади пластовой скорости распространения волн — основного параметра, вносящего погрешности в сейсмические построения и приводящего к искажению информации по структурным построениям. Кроме того, необходимость бурения на новых площадях двух скважин обусловлена и тем обстоятельством, что в соответствии с существующей классификацией запасов для получения прироста запасов нефти и газа требуется иметь материалы нескольких скважин.

Таким образом, наиболее рациональным следует считать заложение на новой площади не менее двух поисковых скважин. Более того, при опосредовании крупных структур, расположенных в труднодоступных районах, целесообразно одновременно начинать бурение нескольких поисковых скважин (не менее трех-четырех). Это позволит в случае получения положительных результатов в кратчайшие сроки предварительно оценить запасы месторождения, определить его промышленную значимость и возможность ввода в разработку. Если изучение нефтегазоносности таких ловушек вести одиночными поисковыми скважинами, то решение вопроса о нефтегазоносности разбуриваемой площади затянется на длительное время.

На вводимой в глубокое бурение площади первая поисковая скважина обычно закладывается в сводовой гипсометрически наиболее приподнятой части структуры. Это правило общеизвестно и дополнительных доводов в свою пользу не требует. Дискуссионным представляется вопрос о месте заложения второй скважины. Часто такие скважины закладывают без учета специфики геологического строения ловушек, что приводит к бурению излишних скважин и затягиванию процесса открытия и разведки месторождений.

Во избежание этого заложение второй поисковой скважины необходимо осуществлять только после тщательного изучения морфологии и определения «критического направления» структуры. Под последним обычно подразумевают участок наиболее слабо выраженного замыкания, определяющий возможность сохранения залежи и ее вероятную высоту. Обычно критическое направление ориентировано в сторону регионального подъема слоев и имеет наименее слабо выраженное замыкание. Поэтому для оценки нефтегазоносности поднятия вторую независимую скважину необходимо закладывать в направлении регионального подъема, в зоне слабо выраженного замыкания слоев.

Эта методика была реализована при изучении Оренбургского газоконденсатного месторождения. Здесь впервые приток газа был получен в скв. 13, заложеной в своде небольшого Павловского поднятия. С целью определения вероятной высоты выявленной залежи на северном «критическом» крыле ловушки в сторону регионального подъема слоев была заложена вторая поисковая скв. 12. Однако вопреки геофизическим материалам эта скважи-

на не подтвердила наличие северного крыла поднятия, а установила более высокое гипсометрическое положение продуктивных известняков нижнепермского возраста и увеличение тем самым этажа газоносности. После того как заложенная по этой же методике к северу от скв. 12 третья поисковая скв. 14 также установила дальнейший подъем газонасыщенных отложений в северном направлении и увеличение их эффективной мощности, стало ясно, что первыми тремя скважинами вскрыта высокоамплитудная залежь газа. Таким образом, благодаря применению методики размещения поисковых скважин с учетом «критического направления» ловушки стало возможным определение ориентировочных масштабов месторождения уже на первом этапе поисковых работ. Это явилось одной из основных причин ускоренной разведки месторождения и организации в короткие сроки на его базе крупного газохимического комплекса. Если бы на поисковом этапе скважины размещались по классической системе двух пересекающихся профилей по направлению короткой и длинной осей складок, то в этом случае истинная оценка масштабов месторождения стала бы известна намного позже.

Важное значение для качественной оценки изучаемых месторождений имеет *повышение информативности скважин при поисковых работах*. В настоящее время информативность поисковых скважин еще невелика в связи с низким отбором керна и недостаточным объемом опробований. Из-за этого детализация природного резервуара и определение основных подсчетных параметров перекладываются на разведочный этап, что влечет за собой увеличение сроков подготовки месторождений к разработке. Освещенность керном продуктивных горизонтов в основных разведочных районах не превышает 5—10 %, что недостаточно ни для прямых определений коллекторских свойств пород по данным лабораторного изучения, ни для построения графиков зависимости коллекторских свойств и геофизических параметров продуктивных пластов.

Несколько иной порядок отбора керна был применен при поисково-разведочных работах на Оренбургском газоконденсатном месторождении. Здесь благодаря широкому использованию алмазных коронок, специальных наборов «Недра», «Славутич» и других вынос керна по отдельным опорным скважинам удалось поднять до 80—90 %. Такие скважины, как правило, бурили равномерно по площади, их количество достигло 15—18 % от общего числа скважин, пробуренных на месторождении, и бурение в них осуществляли со сплошным отбором керна в интервале продуктивного разреза. В этих же скважинах проводили оптимальный объем промыслово-геофизических исследований, поинтервальное опробование пластов, имеющих различную геолого-геофизическую характеристику. Комплексная обработка и интерпретация этих материалов при поисковом бурении позволили выявить основные корреляционные зависимости между параметрами, получаемыми в результате лабораторных и промыслово-геофизических исследо-

ваний. Остальные глубокие скважины на месторождении бурили вообще без отбора керна, газонасыщенную толщу в них изучали и основные параметры подсчитывали только по данным каротажа и опробования. Все перечисленные меры позволили, с одной стороны, качественно оценить ресурсы месторождения, а с другой — значительно сократить затраты на изучение месторождения и сроки проведения поисково-разведочных работ.

Обычно первые поисковые скважины закладывают на площади после завершения геолого-геофизических работ, по результатам которых структуру переводят в категорию подготовленных и на нее составляют соответствующий паспорт. Однако такая очередность работ имеет тот недостаток, что решение вопроса о нефтегазоносности новых площадей, особенно крупных, затягивается до трех — пяти лет. Кроме того, отсутствие сведений о наличии в разрезе нефтегазоносных горизонтов на стадии подготовки структуры часто приводит к значительным затратам средств и времени на детализацию пустых структур. В связи с этим начиная с 60-х годов в ряде геологических организаций сейсморазведку помимо поисков и подготовки структур к глубокому бурению стали использовать для детализации морфологии разбуриваемых площадей на поисковом и разведочном этапах. Необходимость проведения сейсмических исследований и их комплексирования с глубоким бурением после определения общих контуров выявленных структур была обусловлена, с одной стороны, возможностью повышения достоверности сейсмических построений при использовании материалов по глубоким скважинам, а с другой — выявившимися в процессе разведки сложностями в строении месторождений и поисками путей расширения геологической информации при одновременном сокращении объема глубокого бурения и сроков разведки. В связи с этим работы по поискам и разведке месторождений делят на три этапа.

На первом этапе на основании ранее проведенных рекогносцировочных исследований выявляют общие контуры структур по опорным сейсмическим горизонтам. Сейсмопрофилями, ориентированными вкрест и по простиранию намечаемого поднятия, определяют положение свода структуры, ее крыльев, периклинальных окончаний.

На втором этапе начинается поисковое бурение, причем чаще всего проектируют две скважины: в своде структуры и на «критическом» направлении. В скважинах изучают литолого-фациальный разрез, выясняют наличие в нем нефтегазоносных горизонтов, выполняют сейсмокаротаж и уточняют привязку сейсмических горизонтов. На основании этих данных корректируют полученные ранее сейсмические материалы.

Работы третьего этапа начинаются только после установления промышленной нефтегазоносности структуры и включают детализационную сейсморазведку и глубокое бурение. Схему детализационных сейсмических профилей разрабатывают с учетом расположения глубоких скважин, и в дальнейшем она составляет осно-

ву всех последующих построений. Каждую очередную разведочную скважину проектируют обязательно с учетом всех новых сейсмических данных. Такое комплексирование сейсморазведки с глубоким бурением на стадии оконтуривания площади позволяет значительно увеличить геологическую информацию о строении месторождения, сократить необходимое для подсчета его запасов число глубоких скважин и тем самым уменьшить сроки и стоимость разведки.

Поэтапное изучение морфологии структур и оценка их нефтегазоносности имеют свои преимущества. На первом этапе обеспечивается ускоренная подготовка структуры по разреженной сети профилей. На втором этапе выявляют структуры, не содержащие залежей нефти и газа, что позволяет в этом случае ограничить или полностью прекратить дальнейшие сейсморазведочные работы. На заключительной стадии детализационная сейсморазведка и глубокое бурение концентрируются на первоочередных с точки зрения получения максимальных приростов запасов УВ месторождений. Вследствие комплексирования детализационной сейсморазведки с глубоким бурением можно решать такие сложные геологические задачи, которые не могут быть решены раздельно бурением или сейсморазведкой.

Наибольший геолого-экономический эффект при проведении детализационной сейсморазведки и комплексировании последней с глубоким бурением получают на больших сложнопостроенных месторождениях. Примером может служить Оренбургское месторождение. Первые ориентировочные контуры газосодержащей ловушки были определены по материалам электро- и гравиразведки. По редкой сети сейсмических профилей приподнятое залегание слоев в районе первоначальной геофизической аномалии подтвердилось. После получения притока газа в первой поисковой скважине на площади одновременно с бурением разведочных скважин проводили сейсмические работы МОВ по более густой сети профилей. Местоположение скважин уточняли с учетом результатов детализационной сейсморазведки. Благодаря такой методике было значительно сокращено необходимое для подсчета запасов число разведочных скважин, особенно законтурных, а структурный план для подсчета запасов газа был определен через два года после открытия месторождения, что, учитывая его значительные размеры, следует признать серьезным достижением.

Применение детализационной сейсморазведки дало высокие результаты и в других районах. По такой методике осуществлялись работы на Астраханском и Среднеботуобинском месторождениях. На обоих месторождениях первые параметрические (опережающие поисковые) скважины были заложены после выявления общих контуров ловушек. Последующие буровые и геофизические работы проводились практически одновременно, что позволило, с одной стороны, повысить достоверность структурных построений за счет получения по скважинам информации о скоростной характеристике разреза, а с другой — уменьшить число закон-

турных скважин путем более обоснованного заложения их на структурах. Использование детализационной сейсморазведки особенно эффективно при опосковании карбонатных разрезов, в которых разрешающая способность обычной сейсморазведки в связи с высокой жесткостью карбонатных пород и наличием мощных эвапоритовых толщ значительно ниже, чем при изучении терригенных разрезов.

Детализационная сейсморазведка использована при изучении Ванаварского нефтяного месторождения в Тунгусском бассейне. Здесь региональным сейсмическим профилем, отработанным в среднем течении р. Подкаменной Тунгуски, выявили в нижнекембрийских отложениях высокоамплитудный перегиб слоев. В центральной части перегиба заложили Ванаварскую параметрическую скважину, в разрезе которой установлено наличие нефтенасыщенных песчаников мотской свиты. Одновременно с бурением параметрической скважины на площади проводили сейсморазведочные работы, определившие в общих чертах контуры поднятия. По материалам этих рекогносцировочно-поисковых работ на площади заложили дополнительно несколько поисковых скважин. Две из них (скв. 2 и 3) на начало 1980 г. уже вскрыли нефтенасыщенные песчаники в мотской свите и подтвердили 500-метровый перегиб слоев в центральной части складки. Таким образом, благодаря выходу с глубоким бурением на Ванаварскую площадь до окончательного оконтуривания ее сейсморазведкой удалось выявить в разрезе продуктивные горизонты, установить целесообразность дальнейшего проведения сейсморазведки и повысить эффективность последней за счет сведений о скоростной характеристике разреза.

Аналогичные поисково-разведочные работы проведены на Среднеботуобинском газовом месторождении в Якутской АССР. Здесь одиночными рекогносцировочными сейсмическими профилями выявили локальные перегибы слоев. На одном из них пробурили параметрическую скважину с целью изучения разреза и получения скоростной характеристики кембрийских отложений. Эта скважина вскрыла газонасыщенные песчаники в кембрийских отложениях, при опробовании которых был получен фонтанный приток газа. После этого на площади были сконцентрированы значительные объемы геофизических работ и заложено дополнительно несколько поисковых скважин. Комплекс перечисленных работ позволил в короткие сроки получить кондиционную сейсмическую карту и одновременно с этим дать первую оценку запасов газа Среднеботуобинского месторождения.

Приведенные материалы по нескольким месторождениям, расположенным на различных древних платформах СССР, показывают, что поэтапное изучение структур геофизическими методами и комплексирование сейсморазведки с глубоким бурением на поисковом этапе дают высокий геолого-экономический эффект при проведении работ на крупных и сложных по строению месторождениях практически во всех районах Советского Союза.

Ранее нами уже обращалось внимание на то обстоятельство, что поглощающие горизонты в ряде случаев могут содержать залежи нефти и газа, а те части продуктивного разреза, вскрытие которых сопровождалось уходом промывочной жидкости, в ряде случаев отличаются наиболее высокой продуктивностью. В связи с этим в ходе поисковых работ необходимо предусматривать возможность вскрытия таких залежей. Одним из важнейших условий получения качественной информации о нефтегазонасыщении поглощающих горизонтов является сохранение структуры порового пространства проницаемых пластов.

Наиболее надежный метод вскрытия поглощающих горизонтов, не нарушающий существенно их емкостные свойства, — это бурение скважин с использованием в качестве промывочной жидкости азрированных растворов. Опыт такого бурения показывает, что, поддерживая равновесие гидростатического и пластового давлений в процессе прохождения высокопористых интервалов разреза, можно не только предупредить поглощения глинистого раствора, но и сохранить структуру и емкостные параметры пластов-коллекторов практически без изменения. Благодаря этому значительно повышается информативность потенциальных поглощающих горизонтов и появляется возможность их качественного опробования.

Не менее важное значение приобретают более тщательное изучение поглощений, сбор, систематизация и обобщение всех сведений о поглощающих горизонтах.

С целью детального изучения структуры поглощающих горизонтов и установления закономерностей в их распределении по площади необходимо в двух-трех скважинах каждого месторождения проводить комплексные исследования, включая отбор керна из предполагаемых зон поглощения, гидродинамические измерения при установленном и неустановившемся режимах фильтрации, соответствующие геофизические исследования.

В процессе испытания поглощающих горизонтов должен учитываться баланс поступившей в пласт жидкости. Необходимо проводить корреляцию зон поглощения, и в первую очередь тех из них, которые располагаются в пределах залежей. Задачей комплексных исследований поглощающих горизонтов должно быть получение материалов о характере их распространения как в пределах отдельных площадей и месторождений, так и регионов. В процессе этих исследований будут получены данные о размерах, форме каверн и трещин, емкостных параметрах поглощающих горизонтов, положении среди них пластов с улучшенными коллекторскими свойствами. Комплексные исследования позволят проводить корреляцию и проследивать изменение литологии поглощающих пластов, их пористости и гидродинамической характеристики на площади. В результате можно будет прогнозировать участки и районы распределения поглощающих горизонтов, которые не только приводят к осложнениям в процессе глубокого бурения, но и являются высокоемкими резервуарами, которые не-

обходимо рассматривать как дополнительный резерв наращивания запасов нефти и газа.

В связи со сложной структурой порового пространства карбонатных пород наиболее объективно отражают их истинный характер насыщения результаты тех испытаний, которые осуществляются непосредственно после вскрытия перспективного разреза. В этом отношении показательна методика работ по опробованию карбонатного разреза, использованная на Куюмбинском нефтегазовом месторождении Тунгусского бассейна. Продуктивными здесь являются трещиновато-пористые доломиты и известняки рифейского возраста. При их опробовании после вскрытия на полную мощность и последующего спуска эксплуатационной колонны в ряде скважин притока флюидов не было получено. В других скважинах дебиты жидкости измерялись в долях кубических метров. После получения данных было принято решение изучать характер нефтегазонасыщения рифейских отложений Куюмбинского месторождения в ряде скважин испытателями пластов через каждые 50 м проходки. В результате опробования истинный характер насыщения пласта изучался при минимальном изменении структуры порового пространства. В первой опробованной таким образом скв. 9 из карбонатных рифейских отложений был получен фонтанный приток нефти с дебитом 147 м³/сут.

При работе с испытателями пластов большое значение имеет определение оптимального времени стояния на притоке. Интересные в этом отношении материалы были получены по Иркутскому бассейну. В скв. 8-Братская опробование испытателем пластов отложений мотской свиты проводилось дважды. Продолжительность стояния на притоке первый раз составила 1 ч 40 мин — за это время был получен слабый приток фильтрата глинистого раствора с запахом газа. При повторной операции время притока составило 3 ч. Только после этого скважина начала работать чистым газом. Отсюда видно, что кратковременные депрессии в течение 20—40 мин, как это часто практикуется, даже в случае наличия продуктивного горизонта могут не дать положительного результата. Поэтому в целях более качественного изучения нефтегазонасыщенности вскрытого скважинами разреза в каждом районе должны быть определены оптимальная продолжительность пребывания инструмента на забое скважины, величина депрессии и мощность интервалов опробования. Последний фактор также имеет большое значение для качественного изучения характера насыщения интервалов опробования. При их значительных мощностях в единый фильтр часто вовлекаются нефтяные и водоносные пласты. Вследствие меньшей вязкости пластовой воды при таком опробовании производительность водоносных горизонтов существенно превышает дебит нефти, что в итоге приводит к поступлению из скважины только воды и значительно искажает истинный характер насыщения изученных интервалов.

В связи со сложной структурой порового пространства карбонатных пород-коллекторов и частым вторичным изменением ее под

действием различных факторов при испытании перспективных горизонтов в обсаженных скважинах возможны ограниченные притоки УВ, а часто и отсутствие их. В этом случае должны быть применены вторичные методы обработки пласта и воздействия на призабойную зону. Для карбонатного разреза наиболее эффективными являются различные виды кислотных обработок, гидродескоструйная, канальная или щелевая перфорация, а также гидравлический разрыв. В ряде случаев положительный эффект может дать разрыв пласта давлением пороховых газов. Последний метод не требует значительной подготовки, привлечения крупногабаритного оборудования, что имеет немаловажное значение в труднодоступных районах и поэтому может быть проведен в скважинах без больших затрат средств и времени.

IV.4. РАЗВЕДОЧНЫЙ ЭТАП

Основной задачей разведочного этапа является подготовка месторождения (залежи) к разработке, подсчет и дифференциация его запасов применительно к методам извлечения.

На разведочном этапе методика изучения нефтегазоносных карбонатных разрезов отличается от методики исследования терригенных пластов-коллекторов. В связи с тем, что мощность карбонатных комплексов в большинстве случаев достигает 1000 м и более и венчающие их залежи имеют аномально высокие пластовые давления, не представляется возможным из-за поглощений промысловых жидкостей и последующих газопроявлений одной скважиной вскрыть на полную мощность весь продуктивный разрез.

Для оценки газоносности таких карбонатных толщ предложена методика поинтервального вскрытия, разработанная коллективом производственников с участием автора и реализованная при разведке Оренбургского месторождения. В его своде 700-метровый газонасыщенный карбонатный массив вскрывался двумя сетками разведочных скважин: первая ориентировалась только на вскрытие верхней 300—350-метровой продуктивной части разреза; во второй группе скважин, запроектированных до основания газоносного резервуара, верхняя часть продуктивного разреза, охарактеризованная скважинами первой группы, перекрывалась техническими колоннами, что позволило вскрыть нижнюю часть залежи и изучить ее основные параметры без каких-либо существенных осложнений. Такая методика поинтервальной разведки может быть использована при разбуривании аналогичных высокоамплитудных месторождений, выявленных в последние годы в Прикаспийской впадине: Карачаганакского, Кенкиякского, Тенгизского и др.

В разведочном этапе выделяют две стадии: оценка месторождений (залежей) и подготовка месторождений (залежей) к разработке.

На стадии оценки месторождений с помощью бурения разве-

дочных, а иногда опережающих эксплуатационных скважин уточняют параметры залежи для подсчета запасов и проектирования систем разработки. По этим материалам производят подсчет запасов нефти и газа по разведанным и выявленным залежам. При этом по промышленным категориям должно быть подготовлено и разведано не менее 80 % установленных запасов.

Порядок размещения скважин на разведываемом месторождении определяется на основании ряда геолого-экономических факторов, важнейшими из которых являются морфология нефтегазосодержащей ловушки, характер и особенности строения природного резервуара, литолого-фациальная характеристика продуктивных отложений и т. д. Наиболее часто в практике геологоразведочных работ применяется профильная система размещения разведочных скважин.

В карбонатном разрезе, особенно большой мощности, часто встречаются массивные залежи нефти и газа. Для такого типа залежей при заложении разведочных скважин, по Г. А. Габриэлянцу и В. И. Пороскуну, наиболее целесообразным является принцип «на равные объемы природного нефтегазонасыщенного резервуара — равное количество скважин». Использование этого принципа в практике геологоразведочных работ позволяет достигнуть высокой достоверности подготовки подсчетных параметров в зоне концентрации максимальных запасов. Большое значение при выборе расстояний между разведочными скважинами имеет фазовое состояние разведываемого месторождения. Наиболее существенный фактор при этом — то, что природный газ по сравнению с нефтью и пластовой водой имеет высокую подвижность. Поэтому газовые месторождения обычно разведываются менее плотной сеткой скважин, чем нефтяные.

В обустроенных нефтегазодобывающих районах широкое распространение получила ускоренная разведка газовых месторождений путем опытно-промышленной эксплуатации. В этом случае по результатам бурения первых разведочных скважин, расположенных по относительно редкой сетке, выявляют газоносные горизонты в разрезе месторождения и изучают их физико-литологическую характеристику и другие параметры, необходимые для оценки масштабов открытия. Затем по сетке, близкой к проектной эксплуатационной, разбуривают сводовую часть месторождения и проводят опытно-промышленную эксплуатацию, результаты которой наряду с данными по разведочным скважинам служат исходными материалами для подсчета запасов по промышленным категориям и проектирования разработки.

По такой системе осуществлялась разведка Вуктылского и Оренбургского месторождений, что позволило оба месторождения ввести в разработку на третий год после открытия, благодаря чему получен большой народнохозяйственный эффект.

Особенно характерно проведение опытно-промышленной эксплуатации на Оренбургском месторождении, где одновременно с разработкой основной пермско-каменноугольной залежи в соответ-

ствии со специальной программой, разработанной с участием автора, выполнялись работы по более достоверной оценке основных подсчетных параметров, выделению различных типов пород-коллекторов в сложнопостроенном карбонатном массиве и определению промышленной ценности нефтяных оторочек. В выполненный комплекс работ входило бурение нескольких оценочных скважин с использованием в качестве промывочной жидкости безводного раствора на известково-битумной основе (ИБР). Этими скважинами оценивалась величина газонасыщенности пород-коллекторов газовых залежей основной каменноугольно-нижнепермской залежи филипповского горизонта и нефтенасыщенности карбонатных пород, вмещающих нефтяную оторочку.

Кроме того, с целью определения остаточной нефтенасыщенности коллекторов (на Оренбургском месторождении отмечается трехфазовое насыщение пород флюидами — газ, нефть и остаточная вода) в непосредственной близости от упомянутых скважин пробурены другие скважины на обычном водном растворе. Необходимость бурения последних вызвана тем обстоятельством, что в скважинах, пробуренных на ИБР, затруднено проведение геофизических исследований.

Изучение физико-коллекторских свойств карбонатных пород производилось на кернах оценочных скважин и их спутников с применением различных методических приемов, причем остаточная нефть и вода определялись прямым методом. Это позволило более объективно оценить фильтрационные возможности неоднородных карбонатных пород, проницаемость которых изменяется в широких пределах.

На скважинах выполнен большой объем промыслово-геофизических исследований, включающих помимо стандартных методов такие специальные виды работ, как повторные боковой и нейтронный каротажи, детальная газометрия скважин, исследования по методике «двух растворов».

Комплекс проведенных работ, включая бурение специальных скважин, дополнительное изучение физико-коллекторских свойств карбонатных пород, использование новых видов промыслово-геофизических исследований, не имеет себе равных в отечественной практике и позволил внести существенные уточнения в величины подсчетных параметров и увеличить запасы Оренбургского газоконденсатного месторождения.

Завершая характеристику используемых в различные этапы методических приемов, считаем необходимым отметить, что при геологоразведочных работах в благоприятных геологических условиях допускается совмещение отдельных стадий. Последнее позволяет осуществлять поиски и разведку месторождений в более короткие сроки и достигать за счет этого сокращения объемов работ и экономии государственных средств.

У. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ И ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВО- РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Для древних платформ СССР — Восточно-Европейской и Сибирской — характерны большие мощности карбонатных отложений. По оценке многих исследователей с этими толщами осадков связываются значительные ресурсы нефти и газа. Так, в наиболее изученной Волго-Уральской нефтегазонасной провинции в девонской, каменноугольной и пермской карбонатных толщах заключено около 60 % перспективных и прогнозных запасов нефти и около 87 % запасов газа. Перспективны также карбонатные отложения Сибирской платформы, что подтверждено получением из них промышленных притоков нефти и газа на отдельных площадях Иркутского и Тунгусского бассейнов.

Однако достигнутый уровень добычи нефти и газа из карбонатных отложений обеих платформ, и прежде всего наиболее изученной Восточно-Европейской платформы, явно не соответствует их высокой прогнозной и перспективной оценке.

Ближайшей важнейшей задачей геологоразведочных работ в пределах древних платформ является наиболее полное изучение нефтегазонасности карбонатного разреза, за счет которого в основных районах Восточно-Европейской платформы могут быть получены дополнительные приросты запасов нефти и газа, а в слабо изученных бассейнах Сибирской платформы выявлены новые нефтегазонасные толщи и залежи.

У.1. ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКАЯ ПЛАТФОРМА

Волго-Уральская нефтегазонасная провинция относится к категории земель высокой степени изученности. Однако такая характеристика справедлива в основном для терригенного разреза и верхних частей отдельных карбонатных комплексов.

Геологоразведочными работами последних лет установлены большие перспективы нефтегазонасности среднедевонских карбонатных отложений, сложенных в отдельных частях провинции рифогенными, органогенно-обломочными известняками бийско-афонинского возраста и экранируемых глинами верхней части афонинского горизонта. На Зайкинской и Ростошинской площадях (Бузулукская впадина) в этих известняках выявлены газоконденсатные залежи с высокими дебитами газа и большим газоконденсатным фактором (рис. 45). Для реализации перспектив нефтегазонасности этой толщи рекомендуются постановка целенаправленных геофизических работ и бурение отдельных параметрических скважин в районах ее максимальных мощностей и появления рифовых формаций (Бузулукская впадина, Уфимское плато).

Для залегающего выше верхнедевонско-турнейского НГКК ха-

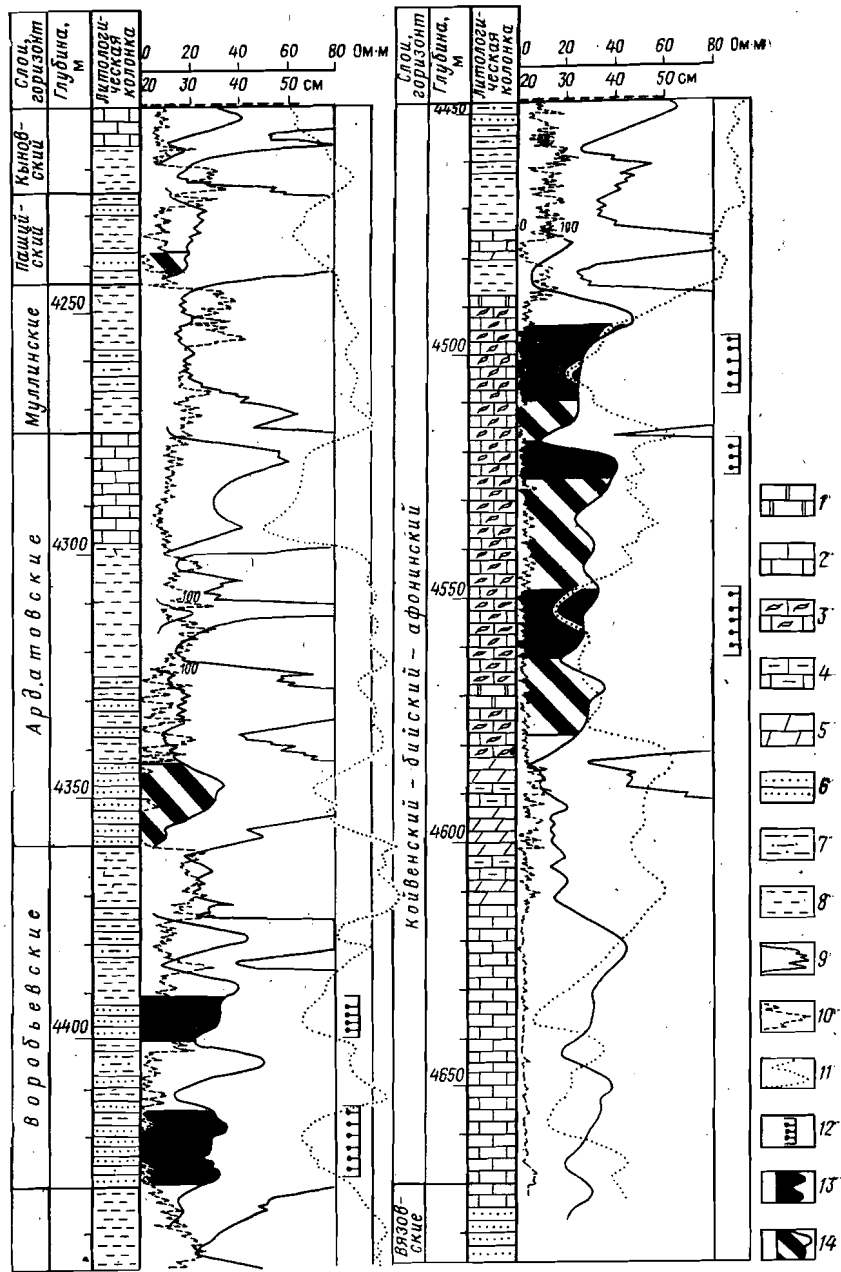


Рис. 45. Геолого-геофизический разрез эйфельско-франских отложений Зайкинского месторождения (скв. 555):

1 — доломит; 2 — известняк; 3 — известняк рифогенный; 4 — известняк глинистый; 5 — мергель; 6 — песчаник; 7 — алеаролит; 8 — аргиллит; 9 — кривая КС; 10 — кавернометрия; 11 — кривая ПС; 12 — интервал опробования; 13 — продуктивный; 14 — перспективный

рактерна более высокая изученность верхней части разреза, относимой к турнейскому ярусу. Древние отложения освещены значительно слабее. В то же время имеющиеся фактические материалы указывают на региональное распространение в них нефтегазности. Практически во всех горизонтах верхнего девона, сложенных карбонатными породами (франский и фаменский ярусы), в различных районах Волго-Уральской провинции отмечались нефтепроявления или косвенные признаки: поглощения глинистого раствора, провалы бурильного инструмента и т. д., свидетельствующие о наличии в них пластов-коллекторов. Хотя в последние годы получены новые данные о строении верхнедевонских карбонатных отложений и в отдельных районах в них открыты высокодебитные залежи нефти, в целом объем геолого-геофизических и опробовательских работ еще недостаточен: в большинстве случаев залежи нефти в карбонатных породах верхнего девона выявляются при бурении скважин на более глубокие горизонты.

В связи с региональным характером нефтеносности и открытием высокодебитных залежей нефти франско-фаменскую карбонатную толщу следует рассматривать в качестве важного объекта поисковых работ. Определение ее продуктивности должно стать самостоятельной задачей геофизических исследований и глубокого бурения. При этом особое значение приобретает выявление потребных рифовых построек путем прослеживания геофизическими методами кровли и подошвы отдельных биогерм. Изучение нефтеносности верхнедевонских отложений для сохранения фильтрационных параметров карбонатных пластов-коллекторов целесообразно осуществлять специальными поисковыми скважинами.

Учитывая выявленное на ряде площадей соответствие морфологии фаменских отложений и нижележащих рифогенных комплексов, при установлении по кровле фаменских известняков положительных структур глубокими скважинами необходимо вскрывать и нижележащие карбонаты с целью поисков в них биогерм.

При опосковании верхнедевонских карбонатных отложений необходимо предусматривать возможность вскрытия нефтеносных пластов с аномально низким поглощением, которые часто себя проявляют полными поглощениями промывочной жидкости. Поэтому перед ликвидацией поглощений требуется установить характер насыщения поглощающих горизонтов.

Так как в карбонатном разрезе размещение нефтегазности определяется в основном положением литологических экранов, то при вскрытии франско-фаменской толщи первыми параметрическими или поисковыми скважинами необходимо установить наличие в карбонатной толще экранирующих пород, под которыми могут быть сформированы залежи нефти и газа.

В верхнедевонско-турнейском НГКК наибольшей плотностью запасов характеризуются залегающие в кровельной части комплекса карбонатные отложения турнейского яруса. Последние одновременно отличаются и наибольшей изученностью. Однако, несмотря на это, геологоразведочные работы, выполненные в послед-

ние годы в различных частях региона, выявили новые, ранее неизвестные особенности в размещении нефтеносности в отложениях турнейского яруса. Здесь в первую очередь необходимо указать на расслоение единого турнейского карбонатного массива на несколько пластов-коллекторов, экранируемых прослоями сильно-глинистых карбонатных пород. Нефтеносность пористых известняков установлена на нескольких площадях Жигулевско-Пугачевского свода и Бузулукской впадины. Поэтому при оценке нефтегазоносности турнейских отложений первыми поисковыми скважинами необходимо вскрывать их на полную мощность, обращая особое внимание на наличие и характер залегания экранирующих толщ.

По совокупности геологических материалов верхнедевонско-турнейский НГКК наиболее перспективен для поисков залежей нефти в пределах бортовых участков Камско-Кинельской системы прогибов, Жигулевско-Пугачевского и Южно-Татарского свода, Бирской седловины.

В залегающих выше карбонатных отложениях визейско-башкирского НГКК подавляющее большинство залежей нефти сосредоточено в венчающих комплекс известняках башкирского яруса. В связи с этим в процессе поисково-разведочных работ основное внимание уделяется верхней части комплекса. Более древние его отложения изучены менее детально. В то же время фактические материалы по Бузулукской впадине свидетельствуют о наличии в окском надгоризонте зональных нефтеносных толщ и отдельных залежей нефти, обязанных своей локализацией фациальному замещению вышележащих карбонатных отложений серпуховского возраста глинистыми породами. Для определения площади распространения экранирующих окскую продуктивную толщу глинистых отложений покровской пачки и выделения, таким образом, перспективных участков для поисков залежей нефти в этой толще рекомендуется проведение научно-исследовательских и тематических работ с привлечением данных сейсмических разрезов и фактического материала по пробуренным скважинам.

Формирование в западной части Бузулукской впадины под покровскими глинами зонального нефтегазоносного комплекса свидетельствует о возможности выявления подобных продуктивных горизонтов и в других районах Волго-Уральской провинции. Поэтому при вскрытии верхневизейских, намюрских и башкирских карбонатных отложений должны изучаться все глинистые и другие низкопроницаемые породы, которые могут контролировать нижележащие нефтяные залежи. Значительный интерес представляют входящие в описываемый комплекс слабоизученные карбонатные отложения окского и серпуховского надгоризонтов. Нами неоднократно указывалось на наличие в них высокопористых коллекторов, в которых при наличии экранирующих толщ могут формироваться залежи нефти и газа.

Несмотря на то что нефтегазоносность отложений башкирско-

го яруса изучена достаточно полно, много неясного в вопросах продуктивности нижней части башкирских известняков. Обычно основные объемы глубокого бурения ориентируют на верхнюю часть яруса, контролируемую непосредственно глинистыми образованиями верейского горизонта. Нижняя часть яруса освещена значительно слабее. В то же время в слагающих ее отложениях северокельтменского и прикамского горизонтов часто встречаются глинистые прослои и отдельные пачки глинистых известняков, под которыми могут быть сформированы локальные залежи нефти, подобные тем, что встречены в нижней части турнейского яруса.

Своеобразное положение в Волго-Уральской провинции занимает каменноугольно-нижнепермский НГКК, залегающий в основном на небольших глубинах, доступных для подавляющего большинства имеющихся типов буровых станков. Однако в нефтегазоносном отношении изучена главным образом верхняя часть комплекса, экранируемая непосредственно сульфатно-галогенными образованиями кунгурского яруса. Нефтегазоносность более древних горизонтов этого НГКК освещена значительно слабее. Лишь в последнее время появились сведения о промышленной нефтеносности карбонатных пород московского яруса, верхнекаменноугольного и нижнепермского возраста. Поэтому при поисковых работах на новых площадях необходимы отбор керна и шлама из всего разреза НГКК и поинтервальное опробование вскрытых карбонатных отложений непосредственно в процессе бурения.

Естественно, что наибольшее внимание изучению каменноугольно-нижнепермского НГКК должно уделяться в пределах Предуральского прогиба, бортовой зоны Прикаспийской синеклизы, южной части Бузулукской впадины, где слагающие его карбонатные отложения контролируются мощной толщей сульфатно-галогенных образований кунгурского яруса. В этих районах для поисков зональных очагов нефтегазоаккумуляции рекомендуется с максимальной геолого-геофизической нагрузкой вскрыть скважинами всю карбонатную толщу комплекса в благоприятных структурных условиях, включая поинтервальное опробование карбонатного разреза в процессе бурения.

Венчающий карбонатный разрез верхнепермский НГКК, как уже отмечалось, распространен только на небольшой территории Бузулукской впадины. По существу, нефтегазоносность этого комплекса изучена достаточно детально, и поэтому трудно рассчитывать на выявление здесь новых месторождений и залежей. Однако факт наличия в осадочном чехле таких зональных литологических экранов, как соли гидрохимической свиты или глины покровской пачки, свидетельствует о возможности изменения в процессе геологоразведочных работ представлений о вертикальной зональности размещения нефтегазоносности в карбонатном разрезе. Поэтому проблема изучения в разрезе непроницаемых пород должна явиться одной из важнейших при проведении региональных и поисковых работ.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, подобно Волго-Уральской, характеризуется региональной нефтегазоносностью карбонатных отложений. Однако здесь стратиграфический диапазон нефтегазоносности увеличивается за счет залежей нефти в карбонатах ордовика, силура и нижнего девона, которые образуют нижний продуктивный комплекс. Первоочередными районами для поисков нефти и газа в этом комплексе являются Хорейверская и Косью-Роговская впадины, Варандей-Адзвьинская тектоническая зона, где ордовикско-нижнедевонская карбонатная толща имеет максимальную мощность и экранируется регионально выдержанными пачками глин и солей нижнего девона.

Для изучения нефтегазоносности нижнего НГКК предлагается увеличить объем опытно-методических геофизических работ с целью отработки методики картирования поверхности карбонатных пород, поскольку установлено их несоответствие по морфологии с верхними отражающими горизонтами. Одновременно с этим необходимо в различных частях провинции параметрическими скважинами изучить литологическую характеристику нижнепалеозойских отложений с целью четкого определения контуров перспективных зон нефтегазонакопления.

Нефтегазоносность ордовикско-силурийско-девонского НГКК установлена в различных геоструктурных условиях, в связи с чем на вновь вводимых в глубокое бурение площадях отдельные поисковые скважины должны быть ориентированы на вскрытие нижнепалеозойской карбонатной толщи.

Особенно перспективным для поисков залежей нефти является верхнедевонский НГКК, сложенный карбонатными породами франского и фаменского ярусов и пользующийся наибольшим распространением в пределах Предуральского прогиба (Косью-Роговская, Верхнепечорская впадины), Колвинского мегавала, Хорейверской впадины и Варандей-Адзвьинской тектонической зоны.

Поисково-разведочными работами установлено, что верхнефранские рифогенные толщи в структурном отношении располагаются главным образом в пределах депрессий осадочного чехла. Это обстоятельство необходимо учитывать при формировании основных направлений геологоразведочных работ и определении интервалов опробования в бурящихся и испытываемых скважинах. До настоящего времени рифогенные массивы выявлены в Денисовской, Ижма-Печорской и Косью-Роговской впадинах, где в разрезе верхнефранского подъяруса развиты мощные толщи карбонатных пород.

Объектом поисков должны явиться и фаменские отложения, структурный план которых на большей части региона повторяет морфологию нижележащих верхнефранских рифов. Изучение фаменских продуктивных горизонтов затруднено в связи со своеобразным ритмичным чередованием пластов-коллекторов и глинистых карбонатных прослоев. Это обстоятельство необходимо учитывать в процессе глубокого бурения.

Определенный интерес представляют входящие в состав визейского НГКК пористо-кавернозные известняки окского и серпуховского надгоризонтов. Последние в случае наличия над ними сульфатно-карбонатных пород содержат залежи нефти (Южно-Шапкинское месторождение). Подобные низкопроницаемые экранирующие толщи в последнее время установлены и за пределами этого месторождения, что позволяет прогнозировать локализацию залежей нефти в нижележащих серпуховских известняках и в других частях региона.

В пределах Тимано-Печорского бассейна в башкирско-намюрских карбонатных отложениях самостоятельный нефтегазоносный комплекс установлен не был. Обычно эти отложения объединяют в единый мощный комплекс с вышележащими средневерхнекамменноугольными и нижнепермскими карбонатными породами. Основанием для такого объединения послужило отсутствие в этом разрезе литологических экранов, способных расчленить мощную карбонатную толщу на отдельные НГКК. Однако фактический материал свидетельствует о появлении глинистых отложений в верейском горизонте в пределах Печорского Приуралья и юго-восточной части Печорской впадины. Изменение фациального облика среднекамменноугольных отложений может привести к локализации под глинистыми образованиями верейского горизонта в нижележащих визейско-башкирских карбонатных породах автономной нефтегазоносной толщи. Это обстоятельство необходимо учитывать при проведении геологоразведочных работ.

Венчающие карбонатный разрез Тимано-Печорской провинции камменноугольно-нижнепермские отложения характеризуются региональной нефтегазоносностью. Лишь на ряде площадей Ижма-Печорской впадины и Печоро-Кожвинского мегавала из-за фациальной изменчивости глинистых отложений кунгурского яруса и их литологической невыдержанности по площади герметизации нижележащих карбонатных отложений ухудшается, в связи с чем залежи нефти и газа в них отсутствуют. Продуктивность описываемого НГКК, как и в Волго-Уральской провинции, изучена преимущественно в его верхней части. В то же время имеются сведения о наличии отдельных продуктивных горизонтов и пластов-коллекторов в более древних отложениях комплекса, что позволяет рассматривать последние в качестве перспективного объекта для дальнейшего наращивания разведанных запасов нефти и газа. Для более широкого изучения нефтегазоносности НГКК рекомендуется на территории его максимального развития (Косью-Роговская, Верхнепечорская, Хорейверская впадины, Колвинский мегавал, Варандей-Адзвьинская тектоническая зона) дальнейшее усиление поисково-разведочных работ, и главным образом на интервалы карбонатного разреза, которые перекрываются региональными и зональными экранами.

В карбонатном разрезе Иркутского и Тунгусского нефтегазонасыщенных бассейнов сколько-нибудь значительных залежей нефти и газа до сих пор не выявлено. Это обстоятельство, как уже отмечалось ранее, объясняется несколькими причинами, важнейшими из которых являются длительная ориентация поисково-разведочных работ на более древние вендско-рифейские терригенные образования, сложная структура пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов и отсутствие надлежащей методики их вскрытия и опробования. В то же время карбонатный разрез Сибирской платформы является перспективной толщей, и в нем могут быть сформированы залежи нефти и газа. Об этом свидетельствуют большая мощность карбонатного разреза, наличие в нем пластов-коллекторов и литологических экранов, а также многочисленные нефтегазопроявления и другие признаки нефти и газа.

Детальная корреляция карбонатных отложений позволила в них впервые выделить несколько НГКК, которые перспективны практически на всей территории платформы. В пределах этих комплексов нефтегазонасыщение приурочено преимущественно к тем пластам-коллекторам, которые залегают непосредственно под региональными литологическими экранами, венчающими комплексы. Нефтегазопроявления встречаются и в тех пачках известняков и доломитов, которые залегают под зональными и локальными экранами.

Анализ фактического материала показывает, что карбонатный разрез Тунгусского бассейна более благоприятен для формирования месторождений нефти и газа. С одной стороны, этому способствует отсутствие в нем большого числа непроницаемых прослоев, что благоприятствует локализации всех УВ в пределах единой платоновско-костинской карбонатной толщи. С другой стороны, мощность карбонатного разреза большей части Тунгусского бассейна наращивается за счет ордовикских и силурийских отложений, которые в основном сложены известняками и доломитами мощностью до 1000 м.

В связи со слабой изученностью нефтегазонасыщенности карбонатных образований Тунгусского и Иркутского бассейнов первоочередной задачей выполняемых здесь геологоразведочных работ является резкое усиление региональных геолого-геофизических исследований в слабоизученных нефтегазонасыщенных областях — Северо-Тунгусской и Катангской, т. е. поиски и картирование крупных поднятий, изучение соотношения структурных планов в различных комплексах отложений, уточнение прогнозной оценки территорий и выявление зон нефтегазонакопления. При этом необходимо учитывать перспективы карбонатного разреза Северо-Тунгусской нефтегазонасыщенной области для формирования скоплений УВ. В этом районе наибольший интерес для проведения региональных работ представляют крупные сводовые поднятия: Сурингдаконское, Бахтинское, Кочечумское, Аянское.

В пределах более изученных нефтегазонасыщенных областей (Непско-Ботуобинская, Байкитская, Южно-Тунгусская, Ангаро-Ленская) основной задачей региональных работ являются детализация строения крупных и крупнейших структур и выявление новых зон нефтегазонакопления, изучение физических свойств пород для повышения качества интерпретации геофизических материалов. Одновременно с проведением региональных работ в этих районах рекомендуется резко усилить опытно-методические геофизические исследования для разработки эффективной методики подготовки структур применительно к условиям широкого развития траппов, карбонатно-эвапоритовых отложений, рифогенных образований и обеспечения достаточного фонда надежно подготовленных структур.

Буровые работы одновременно с решением региональных задач предлагается провести в пределах Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз, Катангской седловины, а также на Тэтэрском выступе с целью выявления на их территории зон нефтегазонакопления и подготовки перспективных запасов нефти и газа. В этих районах, и прежде всего на территории Непско-Ботуобинской антеклизы, одним из поисковых объектов должны являться вендско-кембрийские карбонатные отложения, промышленная нефтеносность которых установлена на Даниловском месторождении.

В процессе глубокого бурения должны учитываться возможности негативного воздействия промывочных жидкостей и других факторов на физико-коллекторские свойства карбонатных пород. Поэтому на вводимых здесь в глубокое бурение площадях необходимо одновременно со скважинами, запроектированными на вендские терригенные отложения и мотско-усольский карбонатный комплекс, предусматривать бурение отдельных поисковых скважин для оценки нефтегазонасыщенности вышележащих бельско-го, булайского и ангарско-литвинцевского комплексов.

Для ускоренной и достоверной оценки перспектив нефтегазонасыщенности карбонатного разреза Сибирской платформы предлагается выполнить комплекс геолого-технических мероприятий, важнейшими из которых являются следующие.

1. Увеличение отбора керна из продуктивного разреза и изучение размещения в карбонатных толщах наиболее емких по запасам поровых и порово-каверновых коллекторов. При исследовании керна важное значение имеет определение биогенных образований, развитие которых может указывать на присутствие в карбонатных комплексах кембрия рифовых систем.
2. Расширение существующего комплекса промыслово-геофизических исследований скважин за счет включения в него нейтронных методов, акустического, индукционного каротажа, наиболее эффективных при исследовании карбонатных продуктивных горизонтов.
3. Широкое использование прямых геофизических методов ЗСБЗ и сейсмических исследований по программе «Залежь», применяемых для определения контура нефтяных и газовых залежей

ли сокращения тем самым числа глубоких скважин, задалживаемых на разведку месторождений.

4. Изучение сейсморазведкой волновой характеристики, помимо отражающих горизонтов в терригенных отложениях венда и рифея, карбонатных отложений в связи с наличием в них продуктивных толщ.

5. Бурение специальных скважин с проектной глубиной 1000—1500 м на наиболее крупных площадях. Цель такого бурения — качественное изучение нефтегазоносности верхних карбонатных комплексов с сохранением фильтрационных свойств перспективных горизонтов в результате бурения скважин на глубокозалегающие отложения.

6. Разработка рациональной технологии вскрытия и испытания залежей нефти и газа в карбонатных отложениях с дефицитом пластового давления. Особое место при этом должно занять вскрытие подобных продуктивных горизонтов на облегченных растворах и инертных эмульсиях.

7. Прохождение перспективных интервалов разреза с поинтервальным опробованием с использованием различных депрессий и времени стояния на притоке для определения оптимальных условий опробования. На Курумбинском месторождении такая методика позволила оценить продуктивность и масштабы нефтегазоносности рифейской карбонатной толщи в условиях сохранения ею основных емкостных параметров еще на стадии бурения.

Разработка и реализация конкретной научно-производственной программы по улучшению картирования, вскрытия и опробования карбонатного разреза будут способствовать получению принципиально новой геологической информации по наименее изученной, но перспективной части осадочного чехла Сибирской платформы. При поисково-разведочных работах на Сибирской платформе не должна повториться практика опоискования карбонатного разреза в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, когда на первой стадии разведки основное внимание было уделено преимущественно терригенному разрезу и лишь после снижения геологической эффективности поисковых работ стали обращать внимание на карбонатные породы. Карбонатный разрез должен изучаться с учетом его литолого-текстурных особенностей одновременно с нижней частью осадочного чехла, сложенной терригенными породами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Аширов К. Б.* Геологическая обстановка формирования нефтяных и газовых месторождений Поволжья. М., Недра, 1965.
2. *Багринцева К. И.* Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М., Недра, 1977.
3. *Бадашшин Э. З.* Критерии оценки перспектив нефтегазоносности карбонатных отложений. Казань, Изд-во Казанского ун-та, 1978.
4. *Бакиров А. А.* О закономерностях образования и научных критериях поисков и разведки крупных и крупнейших местоскоплений нефти и газа. Обзорная информация. Сер. Нефтегаз. геол. и геофиз., М., ВНИИОЭНГ, 1978.
5. *Бека К. и Высоцкий И.* Геология нефти и газа. М., Недра, 1976.
6. *Белюсов В. В.* Основы геотектоники. М., Недра, 1975.
7. *Габриэлянц Г. А., Пороскуп В. И.* Методика определения рациональной сетки скважин при разведке массивных залежей. — Геология нефти и газа, 1974, № 8, с. 61—66.
8. *Геология гигантских месторождений нефти и газа.* Под ред. М. Хэлбути. Пер. с англ. под ред. С. П. Максимова. М., Мир, 1973.
9. *Геология и перспективы нефтегазоносности Тунгусской синеклизы и ее обрамления.* Под ред. В. Д. Козырева. Л., Недра, 1967 (Труды ВНИГРИ, вып. 262).
10. *Геология нефти и газа Сибирской платформы/А. С. Анциферов, В. Е. Бакин, И. П. Варламов и др.* Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. М., Недра, 1981.
11. *Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции/С. П. Максимов, В. А. Киров, В. А. Клубов и др., М., Недра, 1969.*
12. *Геологическое строение и нефтегазоносность Северной Африки, Ближнего и Среднего Востока/М. М. Алиев, В. И. Высоцкий, Н. П. Голенкова, Л. С. Тимонин.* Баку, ЭЛМ, 1979.
13. *Дикенштейн Г. Х., Максимов С. П., Иванова Т. Д.* Тектоника нефтегазоносных провинций и областей СССР. Справочник. М., Недра, 1982.
14. *Дробот Д. И., Золотов А. Н., Конторович А. Э.* Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности докембрийских отложений юга Сибирской платформы. М., Недра, 1974.
15. *Иванов А. М.* Комплексное изучение карбонатных пород как коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1976.
16. *Карбонатные отложения — основной объект поисков и разведки новых залежей нефти и газа в Урало-Поволжье/В. Н. Быков, В. В. Поповин, И. И. Наборщиков и др., М., Недра, 1982.* (Труды ВНИГРИ, вып. 226).
17. *Карбонатные породы.* Под ред. Дж. Чилингара, Г. Бисселла, Р. Фейрбриджа. Пер. с англ. под ред. В. Н. Холодова. М., Мир, 1970.
18. *Козлов А. Л.* О закономерностях формирования и размещения нефтяных и газовых залежей. М., Гостоптехиздат, 1959.
19. *Критерии раздельной оценки нефтеносности и газоносности.* Под ред. К. А. Черникова и Г. П. Сверчкова. Л., Недра, 1974 (Труды ВНИГРИ, вып. 334).
20. *Кузнецов В. Г.* Геология рифов и их нефтегазоносность. М., Недра, 1978.
21. *Марьенко Ю. И.* Нефтегазоносность карбонатных пород. М., Недра, 1978.
22. *Мкртчян О. М.* Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты. М., Наука, 1980.
23. *Неручев С. Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л., Недра, 1969.
24. *Овчаренко А. В.* Перспективы нефтегазоносности карбонатных отложений Сибирской платформы. — Советская геология, 1978, № 11, с. 22—34.
25. *Овчаренко А. В.* Роль литологических экранов при формировании залежей нефти и газа в карбонатных отложениях. — Советская геология, 1980,

26. *Перспективные нефтегазонасыщенные провинции Соединенных Штатов Америки.* Под ред. И. Х. Крама. Пер. с англ. под ред. Н. А. Еременко и С. П. Максимова. М., Недра, 1974.

27. *Происхождение и прогнозирование скоплений газа, нефти и битумоидов/* М. Д. Белонин, И. С. Гольдберг, А. Е. Гуревич и др. Под ред. В. Д. Наливкина. Л., Недра, 1983.

28. *Распознавание образов гигантских нефтяных месторождений/* А. А. Трофимук, В. С. Вышемирский, А. Н. Дмитриев и др. — В кн.: Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск, 1971, с. 34—50.

29. *Ресурсы нефти и газа капиталистических и развивающихся стран/* Н. А. Калинин, Ю. Я. Кузнецов, М. Ш. Моделевский и др. Л., Недра, 1977 (Труды НИЛЗарубежгеологии, вып. 34).

30. *Самсонов В. В.* Иркутский нефтегазонасыщенный бассейн. Иркутск, Восточно-Сибирское книжное изд-во, 1975.

31. *Савченко В. П.* Формирование, разведка и разработка месторождений нефти и газа. М., Недра, 1977.

32. *Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов/* М. Ф. Мирчинк, Р. О. Хачатрян, В. И. Громека и др. М., Наука, 1965.

33. *Уилсон Дж. Л.* Карбонатные фации в геологической истории. Пер. с англ. под ред. В. Т. Фролова. М., Недра, 1980.

34. *Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа/* А. Я. Кремс, Б. Я. Вассерман, Н. Д. Матвиевская и др. М., Недра, 1974.

35. *Ханин А. А.* Порода-коллекторы нефти и газа и их изучение. М., Недра, 1969.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
I. Нефтегазонасыщенные карбонатные комплексы древних платформ и основные принципы их выделения	5
II. Нефтегазонасыщенность карбонатных отложений древних платформ	13
II.1. Восточно-Европейская платформа	14
II.1.1. Волго-Уральская нефтегазонасыщенная провинция	14
II.1.2. Тимано-Печорская нефтегазонасыщенная провинция	37
II.2. Африкано-Аравийская платформа	52
II.2.1. Нефтегазонасыщенный бассейн Персидского залива	52
II.3. Северо-Американская платформа	60
II.3.1. Пермский нефтегазонасыщенный бассейн	61
II.3.2. Западный Внутренний нефтегазонасыщенный бассейн	65
II.4. Сибирская платформа	70
II.4.1. Иркутский нефтегазонасыщенный бассейн	71
II.4.2. Тунгусский нефтегазонасыщенный бассейн	89
III. Геологическое строение и нефтегазонасыщенность карбонатных толщ древних платформ	106
III.1. Порода-коллекторы и условия их формирования	107
III.1.1. Типы карбонатных пород-коллекторов	107
III.1.2. Рифогенные образования в карбонатных толщах	110
III.1.3. Поглощающие горизонты как индикаторы наличия в разрезе пластов-коллекторов	114
III.2. Литологические экраны и их роль в формировании залежей нефти и газа в карбонатных отложениях	120
III.3. Условия размещения залежей нефти и газа в карбонатных комплексах	134
III.4. Особенности формирования месторождений нефти и газа в карбонатных толщах	144
IV. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа в карбонатных толщах	149
IV.1. Последовательность проведения геологоразведочных работ на нефть и газ	150
IV.2. Региональный этап	151
IV.3. Поисковый этап	155
IV.4. Разведочный этап	178
V. Перспективы нефтегазонасыщенности карбонатных отложений древних платформ и первоочередные направления поисково-разведочных работ	181
V.1. Восточно-Европейская платформа	181
V.2. Сибирская платформа	188
Список литературы	191