А. А. Бакиров Э. А. Бакиров Г. А. Габриэлянц
В. Ю. Керимов Л. П. Мстиславская

Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа

Книга 2

Методика поисков и разведки скоплений нефти и газа

Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа

А.А. Бакиров Э.А. Бакиров Г.А. Габриэлянц
В.Ю. Керимов Л.П. Мстиславская

Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа

В двух книгах

Под редакцией доктора геолого-минералогических наук, профессора Э.А. Бакирова и доктора геолого-минералогических наук, профессора В.Ю. Керимова

МОСКВА
НЕДРА
2012

А.А. Бакиров Э.А. Бакиров Г.А. Габриэлянц
В.Ю. Керимов Л.П. Мстиславская

Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа

В двух книгах

Под редакцией доктора геолого-минералогических наук, профессора Э.А. Бакирова и доктора геолого-минералогических наук, профессора В.Ю. Керимова

Методика поисков и разведки скоплений нефти и газа

Книга 2

Рекомендовано Учебно-методическим объединением вузов РФ по высшему образованию в области прикладной геологии в качестве учебника для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специализации «Геология нефти и газа» направления подготовки 130101 «Прикладная геология»

МОСКВА
НЕДРА
2012

УДК 531.4
ББК 26.34
Б19

Рецензенты:
академик РАН, доктор геол.-минер. наук, профессор *А.Н. Дмитриевский*;
кафедра поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений
Азербайджанской государственной нефтяной академии

Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А., Керимов В.Ю., Мстиславская Л.П.

Б19 Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа/Под ред. Э.А. Бакирова и В.Ю. Керимова: Учебник для вузов. В 2-х кн. – 4-е изд., перераб. и доп. – Кн. 2: Методика поисков и разведки скоплений нефти и газа. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2012. – 416 с.: ил.

ISBN 978-5-8365-0386-4

Даны теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности недр, разработанные исходя из принципов системного подхода. В первой части рассмотрены нефтегазовая геологическая мегасистема и основные системообразующие ее элементы. Во второй части приведен комплекс методов, применяемых в настоящее время при поисках и разведке скоплений нефти и газа, а также дано решение задач с применением наиболее эффективных методик и с учетом всего накопленного опыта геологоразведочных работ.

Рассмотрена концепция тектоники плит в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр, а также вопросы охраны недр и окружающей среды при производстве геологоразведочных работ на нефть и газ.

Для студентов вузов нефтегазового профиля, а также работников предприятий, занимающихся поисками и разведкой скоплений нефти и газа.

ISBN 978-5-8365-0379-6
ISBN 978-5-8365-0386-4 (Кн. 2)

© Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А., Керимов В.Ю., Мстиславская Л.П., 2012
© ООО «Издательский дом Недра», 2012

Глава 12

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Геологоразведочные работы — совокупность взаимосвязанных и выполняемых в определенной последовательности производственных (геологических, геофизических, геохимических и буровых) работ, научных и лабораторных исследований, проводимых с целью изучения недр, открытия, геолого-экономической оценки и подготовки к разработке месторождений полезных ископаемых. В результате геологоразведочных работ на нефть и газ получают геологическую информацию, на основе которой строят геологические разрезы и различные карты, характеризующие условия залегания нефти и газа в недрах, (карты мощностей, карты изменения литологических и фильтрационно-емкостных свойств резервуара, карты изменения состава и свойств флюидов и др.). На основе этих построений и обобщений накопленной информации строятся модели изучаемого объекта, определяются методы и методология геологоразведочных работ, особенности геологического строения изучаемых территорий, оцениваются их перспективы, проводится геолого-экономическая оценка открытых месторождений нефти и газа и проектируется их разработка.

Мировая история целенаправленных геологоразведочных работ на нефть и газ насчитывает всего около 160 лет, и на своих самых первых этапах ориентация и реализация поисков УВ, естественно, проводились главным образом на объекты весьма небольших глубин залегания, в обстановке относительно несложной приповерхностной тектоники и чаще всего на участках (или непосредственно вблизи) выходов на дневную поверхность нефтегазонасыщенных геологических тел. В этот период потребности практики ГРР обеспечивались накопленным достаточно примитивным (иногда даже экзотическим) эмпирическим опытом, антонимным сугубо качественным понятийным рядом признаков — «ниже-выше», «сильно-слабо», «твердо-мягко», «много-мало», «круто-полого», «теплее-холоднее» и т.п., и заложением почти наугад поисковых скважин (по американской геолого-сленговой терминологии, так называемые «дикие кошки» — wild cats).

В дальнейшем по мере постоянно возрастающего исчерпывания фонда подобных земель и прогрессирующего усложнения геологического строения разведываемых перспективных территорий и объектов возникла насущная потребность поставить геологоразведочный процесс на какую-либо научную теоретическую основу, по возможности учитывающую весь известный к этому времени комплекс природных факторов, механизмов и процессов, корреспондирующих с промышленной нефтегазоносностью. Так, в частности, возникли теория генерации нефти «in situ», предполагавшая ее залегание непосредственно в месте образования; гипотеза генерации УВ на стадии диагенеза осадков; стали достаточно распространенными различные модификации антиклинальной теории, согласно которой углево-

дороды генерируются главным образом в обстановке катагенетических превращений РОВ в погруженных высокотемпературных зонах впадин и прогибов и аккумулируются в процессе дальней (сотни и десятки километров) латеральной миграции в расположенных выше по региональному восстанию складчатости природных куполообразных структурных формах. Несколько позже определенное распространение получили неорганическая и космическая гипотезы происхождений нефти и газа: согласно первой — углеводороды генерируются вне пределов литосферы — в мантийной зоне — и по глубинным разломам внедряются в дислокацию аккумулирующих геологических тел; согласно второй — углеводороды (в основном метан) имеют внеземной генезис, попали в вещество земли на стадии формирования планеты и затем в ходе различных термобаротрансформаций полимеризуются до состояния многокомпонентной углеводородной паро(газо)жидкостной системы, миграционно насыщающей природные резервуары.

В последние годы появилось немало фактических данных, свидетельствующих о реальной возможности абиогенного синтеза углеводородов — открытие крупнейших залежей в породах кристаллического субстрата — месторождения Белый Тигр, Дракон (Вьетнам), Ауджила-Нафура (Ливия), Ла-Пас и Мара (Венесуэла), Хьюгтон-Пантхэндл, Уилмингтон (США) и др.; обнаружение углеводородов в северной части активно функционирующего мантийного атлантического срединно-океанического хребта — гидротермальное поле Lost-City горного массива Атлантис; фиксация весьма большого количества метана на глубине порядка 12 км — далеко вне пределов осадочной толщи в разрезе Кольской сверхглубокой скважины; метановые атмосферы ряда планет и др.

К настоящему времени стало совершенно очевидным, что ни одна из существующих классических теорий, гипотез и моделей генерации и миграции УВ не в состоянии полностью охватить и объяснить весь круг связанных с ними вопросов и речь может лишь идти о степени соответствия существующих теоретических и модельных представлений комплексу наблюдаемых в конкретных регионах реальных геологических феноменов. При этом с позиций практики ГРР генезис нефти и газа не имеет первостепенного значения, поскольку их основной задачей является выявление уже сформировавшихся скоплений УВ в природных ловушках. По этой причине во всех регионах поисково-разведочные работы всегда в первую очередь ориентированы на выявление продуктивных резервуаров.

В соответствии с приведенными соображениями при прогнозировании сложных глубокозалегающих нефтегазоносных геосистем осадочно-породных бассейнов, планировании и производстве в них ГРР уже сегодня принципиально необходимы как коренная модернизация применяемых методологических и технологических приемов, так и внедрение инновационных подходов, учитывающих все многообразие индивидуальных особенностей строения территорий и динамики природных жидкостей и газов в их геологическом пространстве.

К настоящему времени в связи с вынужденной переориентацией ГРР на глубокозалегающие объекты весьма сложно построенных бассейнов и соответствующим возрастанием степени геологических рисков с целью минимизации и оптимизации поисково-разведочного процесса предложены методы моделирования бассейнов и отдельных резервуаров и геолого-математические способы оценки промышленной нефтегазоносности конкретных регионов, районов, антиклинальных зон и поясов с констата-

цией аккумулированных ловушками объемов нефти и газа, обстановок миграции УВ, формирования, консервации и разрушения залежей и месторождений.

12.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

В результате проведения геологоразведочных работ (ГРР) на нефть и газ необходимо решить следующие задачи:

1) определить, изучить и оконтурить возможные нефтегазоносные провинции, области и зоны нефтегазонакопления;

2) осуществить количественный прогноз нефтегазоносности этих территорий и определить оптимальное направление поисковых работ;

3) выявить новые, возможно нефтегазоносные комплексы и зоны нефтегазонакопления в освоенных нефтегазоносных областях;

4) открыть, оценить и подготовить к разработке месторождения и залежи нефти и газа;

5) выявить новые залежи в пределах разрабатываемых месторождений нефти и газа.

Геологоразведочный процесс делится на этапы и стадии, цель которых — установление рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе для повышения эффективности использования недр.

Виды, объемы работ и методы исследований, применяемые на отдельных этапах и стадиях, должны составлять рациональный комплекс, обеспечивающий решение основных геолого-экономических задач с минимальными затратами сил и средств в конкретных геологических и географических условиях, и соответствовать утвержденным нормативам, инструкциям и руководствам, регламентирующим их проведение. Обеспечение быстрейшей подготовки запасов, необходимых для достижения намеченного объема добычи нефти, газа и конденсата, подготовка выявленных месторождений к промышленной разработке в максимально короткие сроки и при минимальных материальных затратах возможны лишь при строгом, глубоко научно обоснованном подходе к проведению поисково-разведочных работ.

При поисках и разведке применяют различные виды съемок (структурно-геологическую, геоморфологическую, гидрогеологическую) с использованием геологических, аэро- и космических, геофизических, геохимических и других методов. Большая часть стоимости поисково-разведочных работ приходится на бурение скважин. Экономическая эффективность геологоразведочных работ в значительной мере определяется тем, насколько правильно выбраны точки заложения скважин как с точки зрения получения максимально возможной информации, необходимой для познания геологического строения изучаемой территории, использования ее для интерпретации геофизических, геохимических, аэрокосмических и других методов, так и при поисках и разведке залежей и месторождений нефти и газа.

Для достижения наибольшей эффективности в изучении месторождений необходимо соблюдать установленные этапы и стадии геологоразведочных работ, строго выполнять требования к их полноте и качеству, осуществлять рациональное комплексирование методов и технических средств разведки, своевременно проводить постадийную геолого-экономическую оценку результатов работ. Степень изученности месторождения должна обеспечить возможность его комплексного освоения при обязательном соблюдении требований по охране окружающей среды. Геологоразведочные работы осуществляются по проектам, которые составляются и утверждаются в соответствии с действующими инструкциями и нормативными документами.

Геологоразведочные работы имеют две стороны: организационно-техническую и методическую. Первая включает вопросы организации работ, экономические и правовые условия проведения работ, технические средства ведения геологоразведочных работ. Методическая сторона разведки представляет собой совокупность принципов, методов, приемов и эмпирических правил, которыми пользуются в процессе проведения поисковых и разведочных работ.

Понятие «методика геологоразведочных работ» включает в себя:

- создание системы геологических наблюдений (системы сейсмических профилей, поисковых и разведочных скважин);
- методы получения геолого-геофизической информации (проведение замеров, и их регистрация);
- методы обработки геолого-геофизической информации;
- методы интерпретации информации и построения геологической модели изучаемого объекта.

В зависимости от способа получения геологическую информацию подразделяют на три группы, т.е. информация бывает:

1. Прямая — характеризующая непосредственно геологический объект (образцы пород, пробы флюидов и др.).

2. Косвенная — характеризующая свойства геологического объекта, используя которые по установленным связям можно определить реальные необходимые признаки объекта (например по кажущемуся электрическому сопротивлению — пористость коллектора).

3. Априорная — закономерности геологического строения, полученные на основе обобщения теоретических знаний и практического опыта ведения геологоразведочных работ.

Прямая информация, как правило, имеет дискретный характер и она достовернее косвенной, в связи с чем ее обычно используют в качестве эталонной (базовой), на основе которой определяют достоверность и надежность косвенной информации.

Решение обширного круга геологических задач в процессе изучения строения залежей нефти и газа требует большого числа различных методов: геологических, буровых, геохимических, геофизических и др. Принципиальная схема изучения параметров отдельной залежи на основе различных методов геолого-геофизических работ показана на рис. 12.1.

Молодой специалист-геолог, работающий в поисково-разведочной экспедиции должен знать, что наряду с данными по керну он получает основную информацию об объекте исследований благодаря применению промысловой геофизики и геофизических исследований (главным образом сейсморазведки). Знание геолого-геофизических аспектов этих научных дисци-

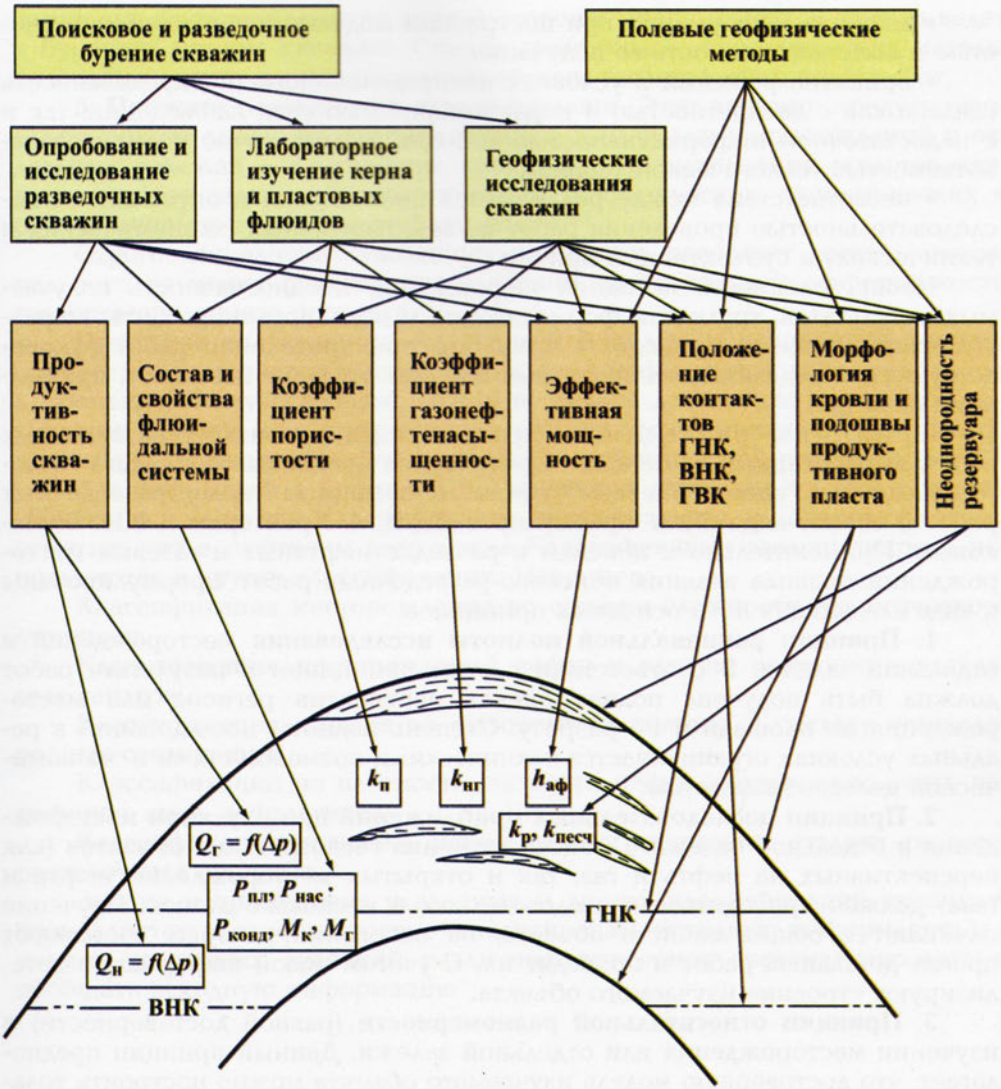


Рис. 12.1. Основные источники информации о строении залежи нефти и газа

плин, наряду с геологическими знаниями является обязательным условием успешной работы в производственной организации.

Геологоразведочные работы, как специфическую область человеческой деятельности, характеризуют следующие особенности:

- сложность, иерархичность и в значительной мере уникальность геологического строения изучаемых объектов (залежей, месторождений, нефтегазоносных районов и т.д.), необходимость использования большого объема информации для их полного описания;
- стадийность процесса геологического изучения;
- информационный характер процесса геологоразведочных работ;
- разнородность и разноточность получаемой информации (прямая, косвенная, геологическая, геофизическая и т.д.);

• дефицит информации при построении модели с необходимой точностью и высокая стоимость ее получения;

• принятие решений в условиях неопределенности (неопределенность связана как с дискретностью и неравномерностью сети наблюдений, так и с недостаточной информативностью методов, недостаточно полной разработанностью геологической теории);

• несоответствие между реализуемой практически и оптимальной последовательностью проведения работ из-за объективных (экономических и технических) и субъективных причин.

Неопределенность исходной информации, неоднозначность получаемых результатов, трудности формализации и моделирования поисково-разведочного процесса приводят к тому, что при проведении работ руководствуются определенными правилами или, как их чаще называют, принципами разведки.

Принципы разведки — правила ведения поисково-разведочных работ, выработанных на основе теоретических предпосылок и опыта геологоразведочных работ. Впервые основные принципы геологоразведочных работ в общем виде были сформулированы В.М. Крейтером и В.И. Бирюковым. Применительно к поискам и разведке нефтяных и газовых месторождений правила ведения поисково-разведочных работ сформулированы в виде следующих пяти основных принципов:

1. **Принцип рациональной полноты исследования** месторождения и отдельной залежи. В соответствии с этим принципом в результате работ должна быть получена полная оценка перспектив региона или месторождения по площади и по разрезу. Степень полноты исследований в реальных условиях ограничивается техническими возможностями и экономической целесообразностью.

2. **Принцип последовательных приближений** при изучении месторождения и отдельной залежи. Процесс изучения геологических объектов (как перспективных на нефть и газ, так и открытых месторождений нефти и газа) должен проводиться последовательно, в несколько этапов. Изучение начинают с общих свойств объекта, на основании которых составляют проект детальных работ и проводят их. С учетом новой информации детализируют строение изучаемого объекта.

3. **Принцип относительной равномерности** (равной достоверности) в изучении месторождения или отдельной залежи. Данный принцип предполагает, что достоверную модель изучаемого объекта можно построить только при относительно равномерной изученности его как по площади, так и по разрезу. Однако данный принцип не следует понимать упрощенно, т.е. как необходимость равномерной по площади сетки или равномерного опробования по разрезу. В основу выбора системы наблюдения должны быть положены геологические особенности продуктивного пласта. При проведении разведочных работ принцип равномерности необходимо реализовывать, как правило, «на равные по запасам участки залежи — равное число скважин», таким образом реализуется равномерное размещение скважин не по площади, а по отношению к объему залежи.

4. **Принцип рациональных трудовых и материальных затрат**. Согласно данному принципу геологоразведочные работы должны проводиться таким комплексом и в таких объемах, которые обеспечивали бы рациональное изучение месторождения (залежи). Если объем выполненных исследований недостаточен, то возрастает риск возможных потерь в процессе экс-

плуатации месторождения, с другой стороны, «переразведка» залежи ведет к бурению лишних скважин. Специальные геолого-экономические методы позволяют оценивать рациональные объемы геологоразведочных работ.

5. **Принцип наименьших затрат времени**. Этот принцип предусматривает в общем случае проведение поисков и разведки месторождений и отдельных залежей в кратчайшие сроки. Сроки выполнения геологоразведочных работ зависят от геологических, геофизических, экономических и организационно-технических факторов.

Строгое исполнение указанных принципов позволяет достичь рационального изучения объекта исследований, максимальной эффективности геологоразведочного процесса.

Принимая во внимание, что конечной целью поисково-разведочного процесса является открытие месторождения нефти и газа и подготовка его к промышленному освоению, важно не только достоверно определить количество запасов, но и провести системную дифференциацию этих запасов по степени изученности, достоверности и экономической рентабельности.

Для этих целей в нефтяной практической деятельности еще с начала 20 века используется Классификация запасов нефти и газа. Необходимо отметить что в нефтяном деле кроме Классификации запасов широко используются и другие классификации. Например:

Классификация месторождения по степени сложности геологического строения;

Классификация месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов;

Классификация запасов по фазовому состоянию и составу углеводородных соединений;

Классификации по плотности, вязкости нефти, содержанию серы, парафинов, смол, асфальтенов;

Классификация скважин, используемых на разных стадиях геологоразведочного процесса.

Знание и применение указанных и других классификаций позволяет специалистам квалифицировано анализировать исходную информацию и в рамках граничных значений различных критериев систематизировать и обобщать исходную информацию

12.2. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ВЕДЕНИЮ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Создание эффективной методики поисков и разведки скоплений нефти — одна из актуальных проблем, стоящих перед нефтегазовой наукой и практикой. Она может быть решена на основе фундаментальных теоретических исследований процессов формирования и закономерностей размещения, создания генетической классификации ловушек и скоплений нефти и газа, определяющей стратегию поисков зон и отдельных ловушек в их пределах, и морфологической классификации, определяющей тактику этих работ (В.В. Семенович, 1983 г.).

В итоге многолетних исследований накоплен богатый материал, позво-

ляющий продолжить теоретические исследования и создать на их основе рациональную методику поисков и разведки ловушек и скоплений нефти и газа, которая должна способствовать повышению эффективности геологоразведочных работ. Для достижения этой цели широко используются основные принципы системного подхода, что дало возможность повысить уровень научного обобщения фактического материала и извлечь из него максимум информации.

Известно, что системный подход позволяет с более широких познавательных позиций изучить сложнейшие геологические объекты, установить их целостность и структуру, выявить основу (механизм) целостности объекта, определить и объяснить многообразие связей элементов системы, дать историко-геологический анализ развития системы и взаимодействия ее с окружающей средой. Анализ опыта проведения геологоразведочных работ на нефть и газ и использование результатов поисков и разведки свидетельствуют о необходимости решения этих задач как задач управления, что также можно осуществить лишь на основе системного подхода.

Понятие **«система»** в различных гносеологических толкованиях и содержательных интерпретациях давно и успешно используется в науке, в том числе и в геологии. Зачастую термин «система» является просто синонимом совокупности или комплекса тех или иных реальных объектов, явлений или действий. Предполагается, что эти объекты, явления или действия как-то связаны между собой и представляют, в известном смысле, единое целое. Более строгое определение понятию «система» дает общая теория систем, разрабатываемая в последние годы. Однако и сейчас еще нет общепризнанных формулировок, в равной мере пригодных в разных областях науки и техники. Геология нефти и газа как специфическая область знания требует своих формулировок, сделанных на языке этой науки.

Ярким примером системного подхода к изучению различных нефтегазоносных объектов и процессов нефтегазообразования являются труды основоположников нефтегазовой геологической науки — И.М. Губкина и В.И. Вернадского. Системный подход к изучению геологических объектов и процессов в нашей стране используют А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, А.Н. Дмитриевский, М.С. Дюфур, П.Ф. Иванкин, Ю.Н. Карогодин, Ю.А. Косыгин, И.В. Круть, Н.Я. Кунин, Э.Б. Мовшович, И.И. Нестеров, В.Ю. Керимов, А.Ю. Ретеюм, Ю.С. Салин, В.В. Семенович, В.С. Соколов, В.А. Соколов, А.А. Трофимук и др. Системные исследования в области регионального и локального прогнозировании нефтегазоносности недр и отдельных ловушек отражены а трудах М.Д. Белонина, А.М. Волкова, Ю.А. Воронина, В.И. Демина, А.Э. Конторовича, В.Д. Наливкина, Э.Э. Фотиади, В.И. Шпильмана и др.

Очевидно, что реализации системного подхода при решении задач организации и оптимизации геологоразведочного процесса имеет свои особенности, хотя основные принципы системного подхода: целостность, структурность, иерархичность, взаимозависимость системы и среды, — безусловно, сохраняются.

Дадим некоторые определения понятиям системного подхода. Под геологической системой следует понимать, в первую очередь, совокупность взаимосвязанных элементов геологической природы и разного уровня организации вещества. В качестве элементов могут выступать минералы, горные породы, их локальные и региональные формы залегания и т.п. Причем эти же элементы в иных ситуациях могут выступать в качестве полноправ-

ных систем. Такое, казалось бы, противоречие раскрывается в основном свойстве систем — их иерархичности, т.е. в возможности расчленения большой и сложной системы на ряд мелких и простых подсистем, или в объединении ряда простых и малых подсистем, в одну сложную и более емкую систему. Равноправность движения от системы к ее составляющим и от составляющих к системе очевидна.

Важный процедурный этап системного подхода — **выделение системы**, определение ее границ и отличий от вмещающей среды. Выделение систем — процедура далеко не однозначная и зависит от целей и методов исследования реальных объектов или явлений, в том числе объектов и явлений геологической природы. Известная относительность границ между системой и средой или между элементами (подсистемами) данной системы особенно очевидна в геологии нефти и газа, поскольку геологические системы почти никогда не бывают закрытыми, но постоянно обмениваются с внешней средой материей и энергией. Обособление или выделение геологических систем всегда несет в себе некоторую условность и зависит от тех целей, которые ставит перед собою исследователь.

Наряду с материальными геологическими системами используются их информационные аналоги или образы, а также системы геологической деятельности. При общности системного подхода к материальным, информационным или операционным системам между ними существуют определенные различия.

Главными характеристиками систем являются **структура** (совокупность отношений между элементами системы), **функция** (совокупность реакций системы на изменение условий внутренней и внешней среды) и **история** (длительные, как правило, необратимые изменения); эти три взаимосвязанных аспекта, отвечающие существованию, проявлению и становлению системы, характеризуют ее в целом. Для решения геологических проблем Ю.А. Косыгиным и В.А. Соловьевым введены в рассмотрение три вида геосистем: **статические** (описывающие геологические тела), **динамические** (описывающие состояния геосистем и геологические процессы) и **ретроспективные** (исторические и генетические). В соответствии с основными характеристиками систем (структура, функция, история) системный анализ может быть подразделен на **системно-структурный, системно-функциональный и системно-исторический анализы**, освещающие три взаимосвязанных аспекта системного подхода. Системно-исторический анализ на базе системно-структурных и системно-функциональных исследований должен стать одним из основных научных методов геологии.

Под целостностью системы геологоразведочного процесса мы понимаем весь этот процесс от прогнозного этапа до промышленной оценки месторождений нефти и газа. ***Структурность геологоразведочного процесса*** представляется нам двоякий: во-первых, это последовательность этапов и стадий самого процесса поисков и разведки, во-вторых, это структура методов, применяемых для решений поисковых и разведочных задач. Структурность системы геологоразведочного процесса подразумевает иерархичность подсистем, выделяемых либо во времени, либо по иным признакам. Существенной является иерархичность геологических тел разного уровня структурной организации вещества. Наконец, вполне очевидна *взаимозависимость системы геологоразведочного процесса с единым народохозяйственным комплексом страны*, составной частью которого она является.

Всю совокупность задач поисков и разведки и необходимое для их решении теоретическое, методологическое, техническое и информационное обеспечение следует рассматривать в качестве некоторой ***предметно-логической (материально-абстрактной)*** макросистемы. Предметную часть этой макросистемы составляют материальные объекты поисков и разведки, т.е. реальные геологические системы; логическую часть — отражение реальных предметных систем в процессе их познания и логическая последовательность операций по оптимизации задач поисков и разведки, организации геологоразведочного процесса, установлению критериев нефтегазоносности, созданию рациональных комплексов ведения работ, выбору направления работ.

На рис. 12.2 представлена макросистема, характеризующая взаимоотношения между материальными системами-ретроспективной системой палеобассейна осадконакопления и системами условий формирования и закономерностей размещения ловушек и скоплений нефти и газа с абстрактными системами операций по их прогнозированию, поискам и разведке.

Материальные системы представляют собою объективную реальность, изучение реального мира дает возможность познать только части этих систем в зависимости от уровня теоретических знаний, методики исследований, информационной обеспеченности и технических средств изучения реальных геологических систем. *Истина, познаваемая геологом, относительна, ее прирост положителен.* В процессе познания гносеологические или познавательные системы (помещенные в пунктирные прямоугольники) стремятся к материальным системам, представляющим собой объективную реальность (помещенные в прямоугольники, ограниченные сплошными линиями). Таков общий диалектический подход к конструированию любых материально-абстрактных или предметно-логических систем.

Реальные геологические системы могут быть **статическими, динамическими и ретроспективными**. Абстрактные познавательные системы всегда динамические.

В.А. Штофф отмечает: «Познание как отражение — не простой непосредственный, зеркально-мертвый акт, а сложный диалектический процесс, включающий и образование чувственных образов и абстракций, гипотез, моделей и практическое взаимодействие человека с объективным миром».

Обращаясь к макросистеме, показанной на рис. 12.2, видим, что в первую очередь в ней выделяется ретроспективная мегасистема — палеобассейн осадконакопления, которая состоит из ретроспективных систем более низкого рангов: **накопления ОВ; генерации УВ; миграции УВ; аккумуляции и консервации УВ; а также формирования резервуаров и ловушек УВ.** Построение ретроспективных систем необходимо для решения практических задач, связанных с прогнозированием и поисками скоплений нефти и газа. По мнению Ю.А. Косыгина, гипотезы, основанные на ретроспективных реконструкциях, заключают больше информации, чем гипотезы, основанные на пространственной экстраполяции, поэтому они более эффективны при построении прогнозных моделей и решении практических задач.

Ретроспективный анализ формирования и развития палеобассейнов осадконакопления, изучения ретроспективных систем более низкого рангов в течение геологической ретроспективы позволяет сделать вывод о том, что как формирование ловушек, так и скоплений УВ происходит в процессе всей эволюции земной коры (палеобассейнов) и отражает результаты **тектo-, лито-** и **онтогенеза.**

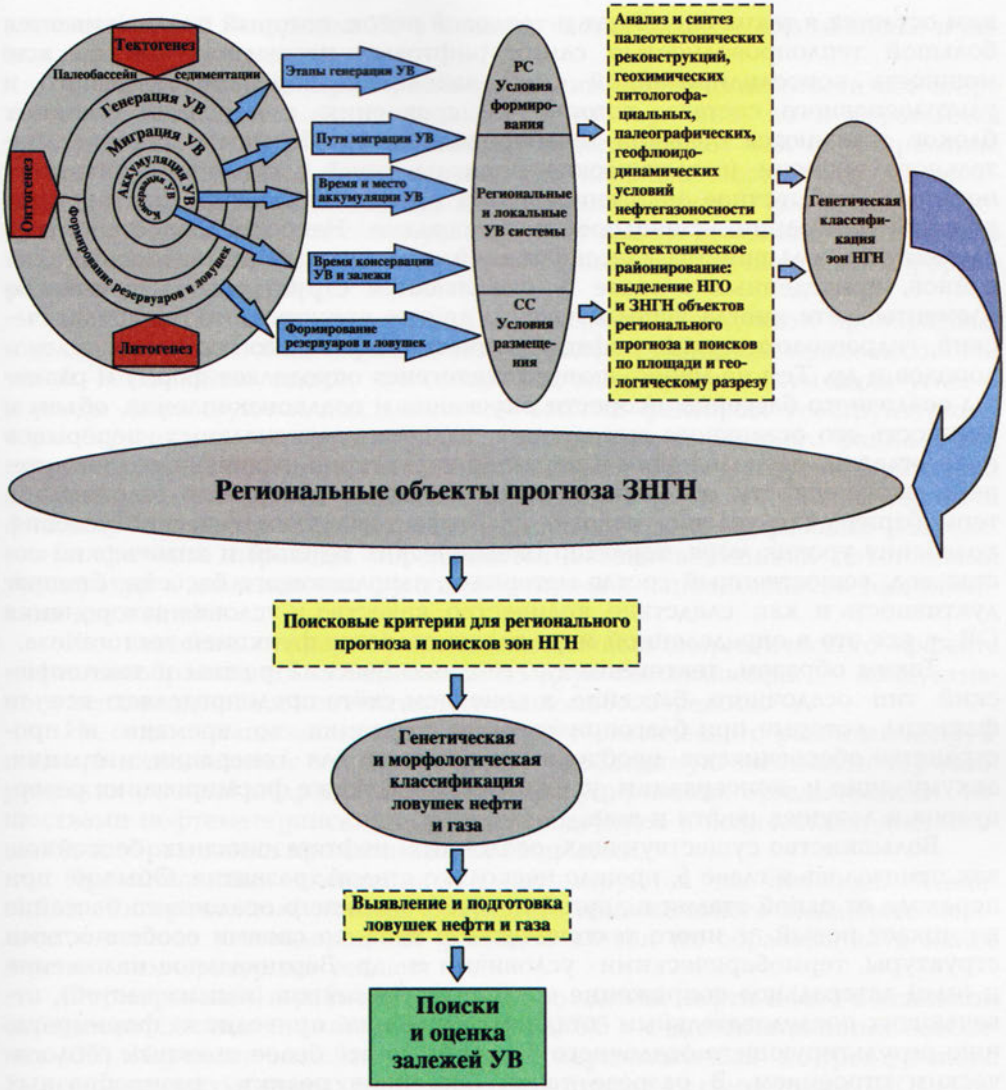


Рис. 12.2. Предметно-логическая (материально-абстрактная) макросистема

С позиции современной органической теории нефтегазообразование представляет собой историческое явление, зависящее не только от количества и качества органического вещества в нефтематеринских породах, но и от динамики их погружения и интенсивности прогрева. При этом, как было показано в главе 5, наиболее богатыми углеводородами оказываются осадочные бассейны, образованные под воздействием деструктивных процессов.

Главные массы осадочных пород с высокой концентрацией органического вещества формируются после затухания процесса активного рифтогенеза на этапе унаследованного прогибания рифтогенной области. Высо-

ким остается в таких бассейнах и тепловой поток, который поддерживается большой теплопроводностью самих рифтовых расщелин. Они на всю мощность консолидированной коры заполнены породами основного и ультраосновного состава, которые по сравнению с породами соседних блоков отличаются большой теплопроводностью. По ним в течение длительного времени (геологические периоды, эры) в осадочную оболочку поступало избыточное эндогенное тепло — один из главных факторов ускорения эмиграции углеводородов из осадков. Наиболее сопоставимыми элементами большинства классификаций осадочных нефтегазоносных бассейнов, приведенных в главе 5, оказываются структурно-тектонические элементы, хотя иногда используются и другие принципы: геоморфологический, гидрогеологический, нефтегенетический, фазового состояния углеводородов и др. Тем не менее, именно **тектогенез** определяет форму и размеры осадочного бассейна, скорости опускания и осадконакопления, объем и мощность его осадочного выполнения, наличие региональных перерывов и несогласий, расположение и характер структурно-фациальных зон, степень нарушенности осадочного чехла и типы структурных осложнений, термобарические условия недр и др. Более того, климатические условия, колебания уровня моря, характер океанических течений и химический состав вод, вещественный состав материала, заполняющего бассейн, биопродуктивность и, как следствие, количество, качество и условия захоронения ОВ — все это в определенной мере также является функцией тектогенеза.

Таким образом, тектогенез т.е. геодинамический режим и тектонический тип осадочного бассейна, в конечном счёте предопределяет все те факторы, которые при благоприятном их сочетании во времени и пространстве обеспечивают необходимые условия для генерации, миграции, аккумуляции и консервации углеводородов, а также формирования резервуаров и ловушек нефти и газа.

Большинство существующих осадочных нефтегазоносных бассейнов, как отмечалось в главе 5, *прошло* несколько стадий развития. Обычно при переходе от одной стадии к другой на месте прежнего осадочного бассейна возникает новый — иного тектонического типа, со своими особенностями структуры, термобарическими условиями и др. Вертикальное наложение и (или) латеральное сопряжение осадочных бассейнов (или их частей), отвечающих последовательным стадиям эволюции, приводят к формированию результирующего осадочного бассейна со всё более сложным геологическим строением. В разрезе таких бассейнов реликты разнообразных предшествующих стадий образуют самостоятельные структурные этажи; кроме того, они могут участвовать в строении фундамента бассейна или в его обрамлении.

Каждая стадия эволюции бассейна вносит свой вклад в суммарный углеводородный потенциал результирующего бассейна. Очевидно, что решающее влияние на структуру и особенности размещения УВ в любом современном осадочном бассейне оказывает последняя стадия эволюции. Однако в нижних структурных этажах, отвечающих бассейнам (или их частям) предшествующих стадий, могут в значительной мере сохраниться условия нефтегазоносности, характерные для данного типа бассейна. При перестройке структурного плана в большей или меньшей мере происходит переформирование древних скоплений УВ, причем отложения верхнего структурного этажа получают значительные порции УВ из нижнего (нижних) как за счет разрушения имевшихся там залежей, так и в результате

дополнительной генерации УВ в нижних частях разреза, оказавшихся в новых термобарических условиях.

В последние годы при прогнозировании нефтегазоносности все шире начинает использоваться не только понятие времени, но и обращается внимание на роль процессов, которые контролируют как формирование самих осадочных бассейнов, динамику и направленность осадконакопления, так и их прогрев, катагенез и нефтегазоносность. При этом повышение эффективности поисково-разведочных работ возможно лишь путем использования достижений теории образования нефти и газа и формирования их скоплений.

Как известно, углеводороды (УВ) являются продуктом преобразования органического вещества под воздействием глубинных тепломассоносителей. Несомненно также, что генерация, миграция и аккумляция углеводородов формируются под действием многих факторов: геоструктурных, термобарических, катагенетических, геохимических, литолого-фациальных, гидрогеологических, степень влияния которых зависит от специфических условий геологического развития конкретного региона. Закономерности фазового состояния углеводородной системы в недрах, фазовые равновесия и фазовые переходы определяются взаимосвязанными сочетаниями температур и давления как функции режима и направленности тектонических движений.

Как известно, суммарное проявление общего энергетического эффекта нефтегазообразования складывается из двух составляющих — кондуктивного теплопереноса и конвективного тепломассопереноса.

На седиментационном этапе истории геологического развития *кондуктивный теплоперенос* не обеспечивает необходимую жесткость термобарических условий недр для активного продуцирования органическими веществами нефтематеринских пород углеводородов в количествах, достаточных для образования промышленных скоплений.

Промышленные скопления УВ формируются на постседиментационном (инверсионном) этапе в результате *конвективного тепломассопереноса* и выноса углеводородных флюидов из зон их образования в менее жесткие температурные условия.

Формирование и размещение месторождений нефти и газа в основном определяются онтогенезом (образованием) УВ в седиментационных бассейнах (СБ). Изучение онтогенеза УВ может осуществляться на трех уровнях: 1) в отложениях крупных (1-го порядка) циклов седиментации (ЦС) с галактической продолжительностью 180—200 млн лет; 2) в единичных СБ; 3) в системах СБ подвижных (геосинклинально-складчатых) поясов и древних платформ, где образуются региональные пояса и ареалы нефтегазонакопления.

Исследованиями было установлено, что если нефтегазогенерирущие толщи (НГГТ) формируются только в отложениях трансгрессивных, индуционных и начально-регрессивных фаз циклов первого и второго порядков, то образование нефтегазосборных коллекторских толщ седиментационных бассейнах связано как с максимумами регрессий, так и с начально-трансгрессивными и эквилибрационными фазами циклов первого и второго порядков. При этом полирегиональные покрышки приурочены к породам финально-трансгрессивных или начально-трансгрессивных фаз циклов первого, а региональные — второго порядков. Интенсивное нефтегазообразование в отложениях главного ЦС, охватывающего до 40 % и более оса-

дочного выполнения седиментационных бассейнах, соответствует по времени трансгрессивно-инундационным или регрессивным фазам.

Относительно онтогенеза УВ в седиментационных бассейнах необходимо отметить, что здесь образование УВ определяется не только количеством ЦС, их полнотой и литологическим составом, объемом и мощностью осадочного выполнения, но и генетическим типом седиментационных бассейнов. Последний обеспечивает специфические условия накопления, преобразования рассеянного органического вещества (РОВ) и аккумуляции генерированных УВ. Наиболее богатые органическим веществом осадочные породы формировались в переходных зонах: от континента к океану (перикратонные и миогеосинклинальные СБ), от платформ к горно-складчатым сооружениям (СБ краевых и периклинальных прогибов). При этом осадки со средним (3—10 %) и высоким (>10 %) содержанием РОВ накапливались в определенные интервалы времени — в эпохи региональной инверсии режимов седиментации, соответствующие финально-трансгрессивным и начально-регрессивным фазам ЦС первого, второго, а при благоприятных условиях и третьего порядков.

При наличии в осадочных разрезах седиментационных бассейнов нескольких крупных ЦС и общей мощности осадочного чехла свыше 5 км происходит вторичное обогащение верхних НГК преимущественно газовыми УВ за счет их миграции из нижних НГК — из главной зоны газообразования.

Изучение процессов онтогенеза УВ в осадочных бассейнах свидетельствует о том, что они являются **самодостаточными эволюционирующими системами**, важнейшей составляющей развития которых является генерация углеводородов.

Изучая энергетическую сторону возникновения и развития многоступенчатого процесса преобразования захороняемого в осадке ОВ в УВ, а затем миграцию и аккумуляцияю УВ, нельзя, однако, ограничиваться рассмотрением лишь внешних источников энергии, обусловливающих в совокупности возникновение и развитие этого процесса. В процессе преобразования ОВ, захороняемого в осадке, большая роль принадлежит также и внутренним источникам энергии, заключенным в ОВ и УВ. Активизация указанных внутренних запасов энергии ОВ и УВ может происходить в связи с молекулярной перестройкой структуры вещества, возникающей при сочетании определенных геологических, геохимических и геофизических условий окружающей среды. К таким внутренним источникам энергии, участвующим в процессе генерации, миграции и аккумуляции УВ, можно отнести: 1) влияние биохимического воздействия микроорганизмов и ферментов; 2) действие каталитических свойств вмещающих пород; 3) действие внутренней химической энергии ОВ и УВ; 4) действие радиактивных минералов вмещающих пород; 5) энергию кристаллизации и перекристаллизации пород: а) молекулярные силы, б) капиллярные силы, вытесняющие УВ водой из мелких пор в более крупные, в) силы упругого расширения УВ и вмещающих пород, г) энергию уплотнения пород, д) электрокинетические силы. Необходимо отметить, что роль внутренних источников энергии, действующих на отдельных стадиях развития процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления, весьма велика. Познание закономерностей возникновения и развития указанного процесса невозможно без полного учета действия как внешних, так и внутренних источников энергии в комплексе.

Параллельно процессам онтогенеза в осадочных бассейнах протекают и процессы литогенеза, которые являются основным фактором формирования резервуаров и ловушек, а также в целом УВ систем.

В процессе седиментогенеза отмечаются длительные и кратковременные перерывы, сопровождаемые размывом и образованием различных несогласий и морфоструктур. В дальнейшем в зависимости от интенсивности, частоты и направленности тектонических движений происходит вторичное изменение структуры и вещества земной коры, которые претерпевают стадию диагенеза и катагенеза. В результате совместного воздействия тектогенеза и литогенеза формируются резервуары УВ и геологические тела различного генезиса и различной геометрической формы, образующие ловушки нефти газа. Следовательно, процесс *«ловушкообразование»* происходит в течение всей эволюции земной коры и распадается на стадии, в течение которых образуются генетически различные ловушки нефти и газа.

Ретроспективные системы условий формирования ловушек и залежей являются основой, позволяющей выделить статические системы классификации (генетическую и морфологическую) ловушек и залежей нефти и газа. Совершенно очевидно, что множеству реальных ловушек и залежей углеводородов соответствует множество классификаций, отличающихся как принципами построения, так и внутренним совершенством. Реальной, статической системе размещения скоплений нефти и газа, соответствует одна или несколько возможных прогнозных моделей, отражающих закономерности размещения залежей нефти и газа. Естественно, что гносеологическая модель является динамической.

Рассмотренные абстрактные или гносиологические динамические системы выходят на динамическую систему поисков и разведки залежей нефти и газа. Эта система формируется уже в отрыве от реальных геологических систем, поскольку последние исчерпали свое содержание на предыдущих гносеологических уровнях. В сущности последняя система не столько динамическая, сколько операционная. Она включает последовательность операций по прогнозированию, поискам и разведке залежей УВ с выходом на практический результат.

Для примера рассмотрим логическую (абстрактную) систему (операционную модель) прогноза, поисков и разведки скоплений нефти и газа для решения геологической задачи по определению направлений поисково-разведочных работ, используя системный подход (рис. 12.3). Как видно из рисунка, решение этой задачи можно представить в виде целостной системы направлений и методов исследований, которые логически и последовательно связаны между собой. Вся система характеризуется целостностью и структурностью, генетической взаимосвязанностью и соподчиненностью, что отвечает основным принципам системного подхода.

Следующей реальной системой является статическая система размещения скоплений нефти и газа, которой соответствует одна или несколько возможных прогнозных моделей, отражающих закономерности размещения залежей нефти и газа. Естественно, что гносеологическая модель является динамической.

Рассмотренные абстрактные или гносиологические динамические системы выходят на динамическую систему поисков и разведки залежей нефти и газа. Эта система динамическую систему поисков и разведки залежей нефти и газа. Эта система формируется уже в отрыве от реальных геологических систем, поскольку последние исчерпали свое содержание на пре-

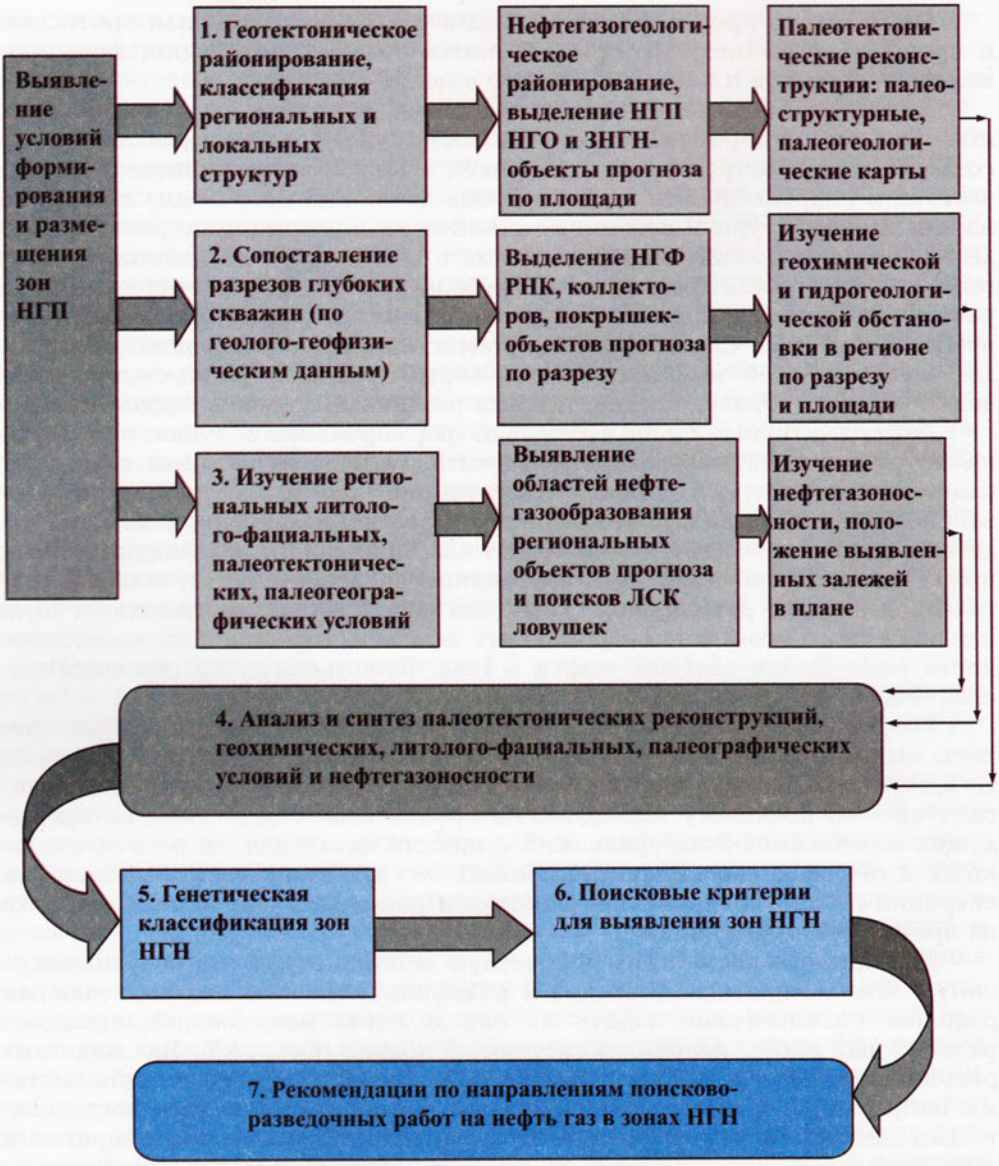


Рис. 12.3. Операционная система (модель) прогноза поисков и разведки скоплений нефти и газа

дыдущих гносеологических уровнях. В сущности последняя система не столько динамическая, сколько операционная. Она включает последовательность операций по прогнозированию, поискам и разведке залежей УВ с выходом на практический результат.

Отдельные направления исследований, т.е. отдельные элементы системы, в процессе изучения качественно изменяются. При этом на каждом этапе меняются приемы и методы исследований. Целостность системы заключается в завершенности всех исследований по различным направлени-

ям и получении окончательного результата. Решение задачи может осуществляться различными исследователями одновременно по основным направлениям исследований. Вся исследовательская работа подразделена на шесть этапов. На 1—3-м этапах по каждому направлению выполняется комплекс исследований, причем каждый последующий этап непосредственно связан с предыдущим. Завершают исследования 4—6-й этапы, которые выполняются совместно всеми исследователями. На 4-м этапе обобщаются результаты работы (анализ и синтез) с целью выявления благоприятных условий для формирования зон НГН в изучаемом регионе. На 5-м этапе в соответствии с общепринятой классификацией систематизируются выявленные и прогнозируемые зоны НГН, а также определяются поисковые критерии для обнаружения новых зон НГН. На 6-м этапе выдаются рекомендации по направлениям поисково-разведочных работ на нефть и газ и поискам зон НГН в регионе. Таким образом, системный подход при решении указанной геологической задачи позволяет определить стратегию исследований, зная систему в целом и расчленяя ее на отдельные взаимосвязанные и соподчиненные элементы, что позволяет проводить планомерные исследования по различным направлениям с привлечением разных специалистов (геологов, геофизиков, геохимиков, гидрогеологов и др.). Следует также отметить, что выделение указанной системы решения геологической задачи позволяет каждому специалисту определить свою конкретную задачу на разных этапах исследований, связывать их с другими исследователями, а также четко представлять себе конечные цели и задачи исследований. В целом система прогнозирования, поисков и разведки скоплений нефти и газа является, как уже отмечалось, операционной моделью последовательности постановки и проведения геологоразведочных работ. Использование ее может позволить выбирать рациональные комплексы и оптимальные объемы поисково-разведочных работ и исследований.

Системный подход к естественно-научным и технико-технологическим проблемам предусматривает использование в качестве аппарата системного анализа идей и методов кибернетики, и в первую очередь, основного понятия кибернетики — понятии алгоритма. Под алгоритмом понимают четкую последовательность действий, выполнение которых обязательно приводит к решению задач данного класса. Каждый алгоритм состоит из двух групп действий; выполнения некоторых элементарных операций и проверки условий их выполнимости. Первая группа действий называется операторами, вторая — проверкой логических условий.

Использование алгоритмического подхода в геологоразведочном процессе позволило бы унифицировать различные методики ведения этих работ и повысить их эффективность. Однако до сих пор сколько-нибудь надежных алгоритмов поисково-разведочного процесса нет. В настоящее время наиболее общим алгоритмическим подходом к геологоразведочному процессу является расчленение его на стадии по целям и методам ведения работ. Отсутствие более универсального алгоритма связано со значительными индивидуальными различиями изучаемых геологических систем и их большой сложностью. По существу, такого типа задачи формально могут быть отнесены к классу алгоритмически неразрешимых задач. Для таких задач нельзя создать эффективный алгоритм, т.е. нельзя создать такую четкую последовательность действий, выполнение которой привело бы к решению любых задач данного типа.

Проектирование и осуществление геологоразведочных работ зачастую относится к проблеме принятия решений в условиях неопределенности. Наилучшим подходом, естественно, был бы формализованный алгоритмический подход, позволяющий использовать математические методы. Необходимо знать: **1) цель исследований; 2) альтернативные линии поведения, т.е. варианты достижения цели; 3) факторы, влияющие на выбор одной из имеющихся, альтернатив.** Если хотя бы один из трёх компонентов не будет определен вообще или определен недостаточно четко, то невозможно будет принять обоснованное решение с использованием математических методов. Поскольку геологоразведочные работы являются многофакторным процессом, при осуществлении которого приходится учитывать десятки самых различных факторов, многие из которых проявляются в неявном виде и зачастую не повторяются в других ситуациях, именно третий компонент, необходимый дли принятия обоснованного решения, как правило, бывает определен недостаточно четко. Вследствие этого разработка универсального алгоритма проведения геологоразведочных работ, способного осуществлять выбор правильного решения из множества альтернатив, зачастую не имеет достаточно надежной гносеологической базы. В такой сложной и неопределенной ситуации решающая система, т.е. алгоритм проведения геологоразведочных работ, должна не столько осуществлять выбор наилучшего варианта, сколько формировать возможные варианты, прежде чем иметь возможность принимать решение.

Несмотря на отсутствие единого алгоритма решения поисков и разведки, эти задачи, как свидетельствует геологическая практика, решаются и весьма успешно. Успех их решения обусловлен привлечением наряду с алгоритмическим подходом эвристических моментов, позволяющих учитывать индивидуальные особенности геологических систем и сокращать число возможных вариантов решений. Следовательно, алгоритмический подход к геологоразведочному процессу должен включать наряду с действиями, которые в основном относятся к группе проверки условий применимости операторов. Подобный подход, использующий как формальные, так и интуитивные моменты человеческой практики, очевидно, ближе к идеальному алгоритму, нежели чисто эвристический подход.

На каком-то уровне познания они отражают, с той или иной мерой приближенности, основные элементы и связи между ними в реальных системах, а также связи между реальными системами. Двоякая роль динамических познавательных систем заключается в том, что, с одной стороны, они являются основой упорядочения знаний о природе благодаря использованию системного подхода, а с другой — будучи моделями реальных систем, служат для их более глубокого и всестороннего изучения. Указанный подход позволяет четкой последовательно представить взаимоотношения между реальными геологическими системами и абстрактными познавательными системами. Каждая из пар материально-абстрактных систем представляет собою этап познания геологической реальности.

Таким образом, на основании системного подхода можно предложить материально-абстрактную (предметно-логическую) макросистему взаимоотношений систем условий формирования и закономерностей размещения скоплений нефти и газа с системами их прогнозирования, поисков и разведки; показать двоякую роль динамических гносеологических систем как формы организации познавательного процесса и одновременно как моделей, отражающих реальную действительность, представленную в виде гео-

логических систем; рассмотреть возможности осуществления алгоритмического подхода к решению задач прогнозирования, поисков и разведки скоплении нефти и газа; показать необходимость введения в такой алгоритм неформальных эвристических моментов.

12.3. МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ГЕОСИСТЕМ И ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО ПРОЦЕССА

Как и в любой другой науке, проблема наличия неопределенностей данных и методов их разрешения является основной задачей всех специалистов по наукам о Земле. Хотя правильно составленная модель геологических данных позволяет произвести обработку и анализ интерпретаций с целью извлечения дополнительной информации из имеющихся данных, в любом случае необходимо задаться вопросом, насколько надежными являются результаты таких анализов. Следовательно, целью геологического моделирования должно являться усовершенствование интерпретации влияния неточностей вводимых данных на результаты моделирования.

Нефтегазоносная геосистема — это геологическая система, включающая в себя ОВ материнских пород, связанные с ним нефть и газ, и все геологические элементы и процессы, которые необходимы для накопления и существования углеводородов (L.B. Magoon and W.G. Dow. 1994). Элементы нефтегазовой системы — это породы (фации), которые содержали, перемещали или герметизировали УВ из одной материнской породы. Эти породы были названы в соответствии с их функцией: материнскими породами, породами перемещения УВ (пути миграции), коллекторами и породами-покрышками (рис. 12.4). Вся нефть и газ воспроизведенная из

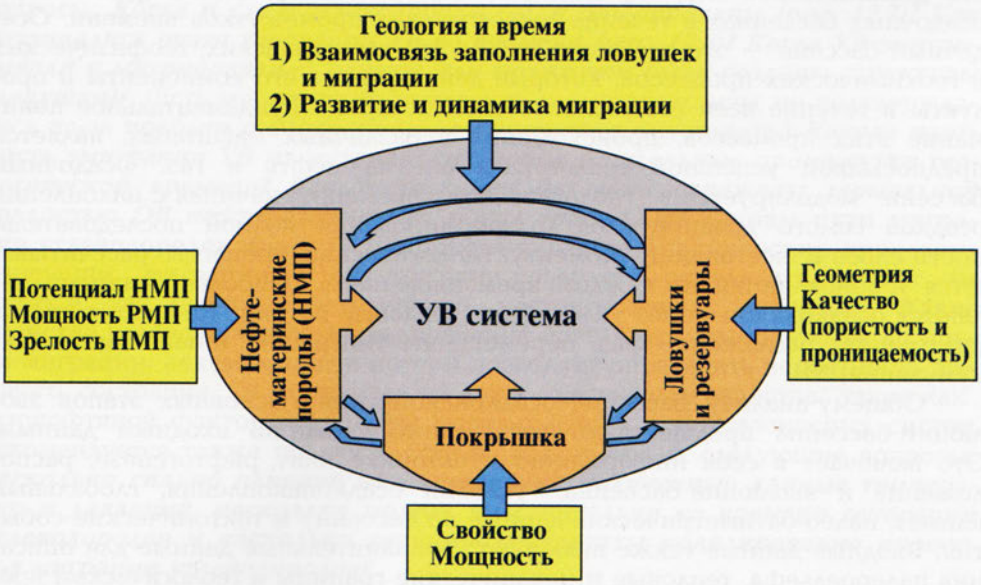


Рис. 12.4. Модель УВ системы

Рис. 12.5. Схема моделирования геологических процессов при моделировании бассейнов

одной УВ системы более или менее связана с остальными насыщенными участками, миграционными прожилками и местами накопления и, как, правило, смешана с другими УВ системами того же бассейна.

Моделирования нефтегазовых систем могут быть интерпретированы как подгруппа моделирования бассейна, которая моделирует **полный жизненный цикл углеводородов**. Он охватывает наиболее сложные задания в моделировании бассейна. **Моделирование бассейнов** осадконакопления — это **динамическое моделирование геологических процессов** (рис. 12.5) в осадочных бассейнах в течение геологических промежутков времени. Осадочный бассейн — это результат множества геологических, геофизических и геохимических процессов, которые действуют на его компоненты и продукты в течение всей его геологической истории. Фундаментальное понимание этих процессов, происходящих в различных масштабах, является предпосылкой успешной геологоразведки на нефть и газ. Осадочный бассейн моделируется в геологическом времени, начиная с накопления осадков самого древнего слоя, до формирования полной последовательности слоев к настоящему моменту. Геологические процессы рассчитываются и обновляются на каждом временном шаге. Наиболее важными являются осадконакопление, уплотнение, тепловые потоки, генерация, выход (эмиграция), разложение фаз, перемещение (миграция) и накопление (аккумуляция) УВ.

Общему анализу бассейна осадконакопления и основных этапов эволюции бассейна предшествуют построению модели по входным данным. Это включает в себя информацию о тектонике плит, рифтогенезе, расположение и эволюции бассейна, условии осадконакопления, глобальный климат, палео-батиметрические данные по бассейну и тектонические события. Входные данные также включают дополнительные данные для описания палеорельефа, тепловые и механические границы в геологическом времени, показатели литологии, жидкости и химической кинетики (рис. 12.6).

Рис. 12.6. Входные данные для построения моделей

Как уже было отмечено, нефтегазоносные системы являются динамическими (ретроспективными), в связи с чем моделирование этих систем обеспечивает полный и уникальный отчет о происхождении, миграции, аккумуляции и потери нефти и газа в нефтегазоносной системе на разных этапах геологического времени. Этот отчет (модель) позволяет ответить на вопросы: ***Когда и где и углеводороды были генерированы (рис. 12.7)? Как развивались очаги генерации УВ во времени (рис. 12.8)? Когда УВ эмигрировали и мигрировали – раньше или позже чем были созданы структуры (ловушки)?*** (Есть много ярких примеров, где перспективы не подтверждались из-за проблем с синхронизацией процессов онтогенеза.) ***Какова плотность эмиграции УВ из материнских пород в отдельные промежутки геологической времени? Как погружения бассейна отражены термальной зрелостью ОВ нефтематеринских пород (рис. 12.9)?*** **Каковы пути миграции углеводородов *(рис. 12.10)?*** (Моделирование динамических процессов генерации, миграции и аккумуляции позволяет определить, может ли нефть и газ достичь определенного местоположения ловушки.) ***Какие свойства углеводородов?*** (Моделирование поведения углеводородов во время миграции, аккумуляции и потери позволяет определить вероятность фазового состояния УВ в системе и даже предсказать свойства, такие как газонефтяной фактор и др.) При моделировании нефтегазоносных систем рекомендуется также получить ответы, например, на следующие вопросы: ***насколько сильно влияние неточностей на полученные данные температур и давлений, насколько модель чувствительна ко времени генерации углеводородов и насколько значимы результаты моделирования процессов миграции углеводородов?***

Модель нефтегазовых геосистем – модель геологических данных, содержащая все основные факторы геологоразведочных рисков и позво-

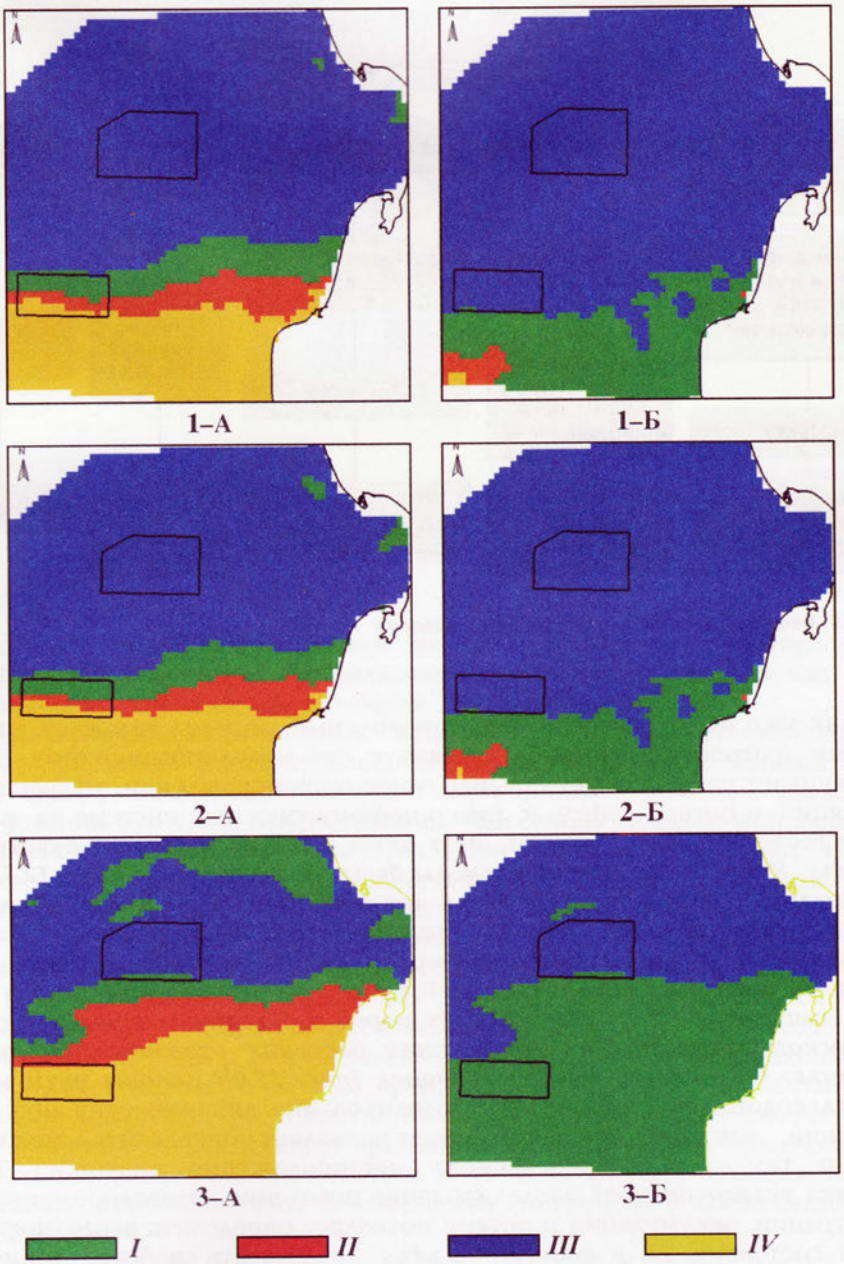


Рис. 12.7. Схема расположения зон генерации углеводородов в восточной части акватории Азова, включающая Индоло-Кубанский прогиб, Тимашевскую ступень и Азовский вал (моделирование выполнено Е.А. Лавреновой и др.):

1 – НГМТ T2 на современном этапе (А) и на период 66,4 млн лет назад (Б); *2* – НГМТ T4 на современном этапе (А) и на период 66,4 млн лет назад (Б); *3* – НГМТ DC4 на современном этапе развития (А) и на период 160 млн лет назад (Б)

I – области распространения «незрелой» НГМТ (отсутствие генерации); *II* – области преимущественной генерации нефти; *III* – области преимущественной генерации газа; *IV* – области распространения «истощённой» НГМТ (отсутствие генерации)

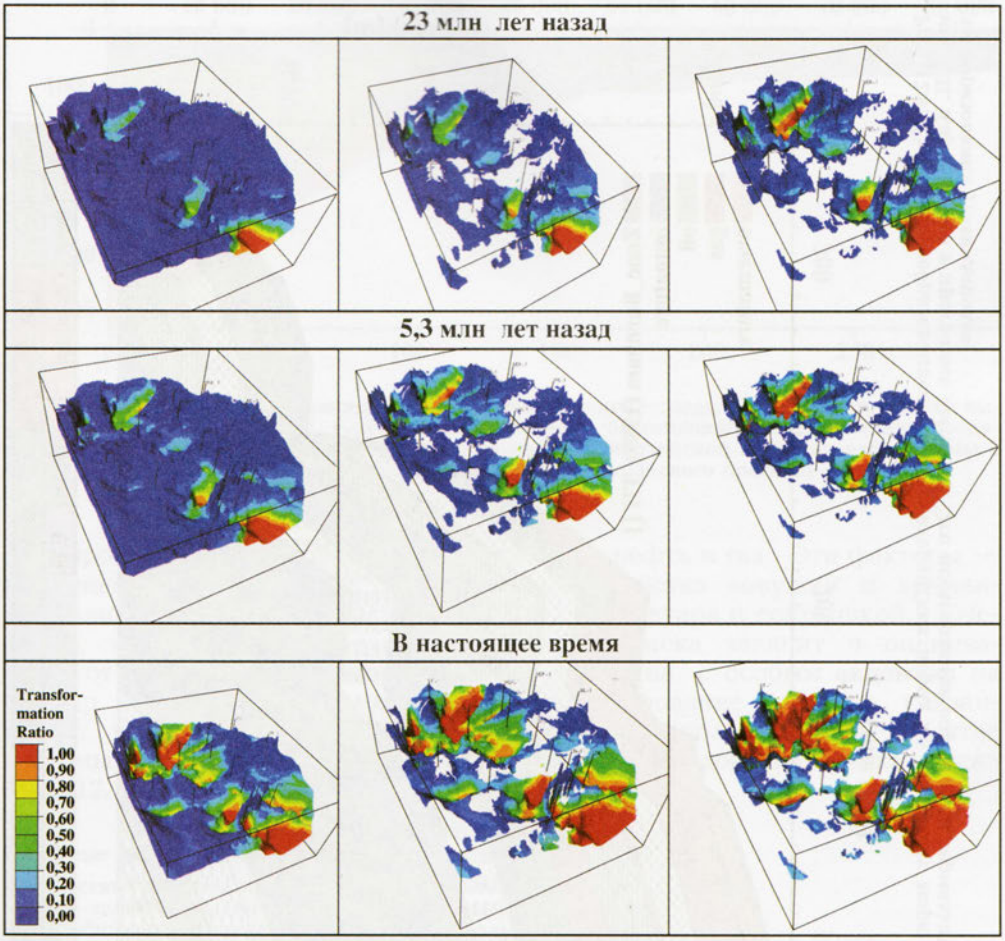


Рис. 12.8. Развитие очагов генерации во времени в Южно-Каспийской впадине (моделирование выполнено И.С. Гулиевым, Е. Алиевой и др.)

ляющая учесть их взаимодействие и, следовательно, проследить их развитие. Системный подход к изучению нефтегазоносных систем — это комплексный метод, который используется для оценки важнейших геологических факторов отдельных перспективных структур, нефтегазоносных комплексов и целых бассейнов и таким, образом, снижает геологоразведочные риски и риски в управлении ресурсами. Он представлен в качестве основного инструмента для проведения геологоразведочных работ.

Преимуществом моделей нефтегазоносных систем является наряду с графическим выражением наличие цифровой модели данных нефтяной системы, в которой взаимосвязанные процессы и их результаты могут быть смоделированы для того, чтобы понимать, анализировать и прогнозировать их.

Главной целью моделирования нефтяной системы является оценка

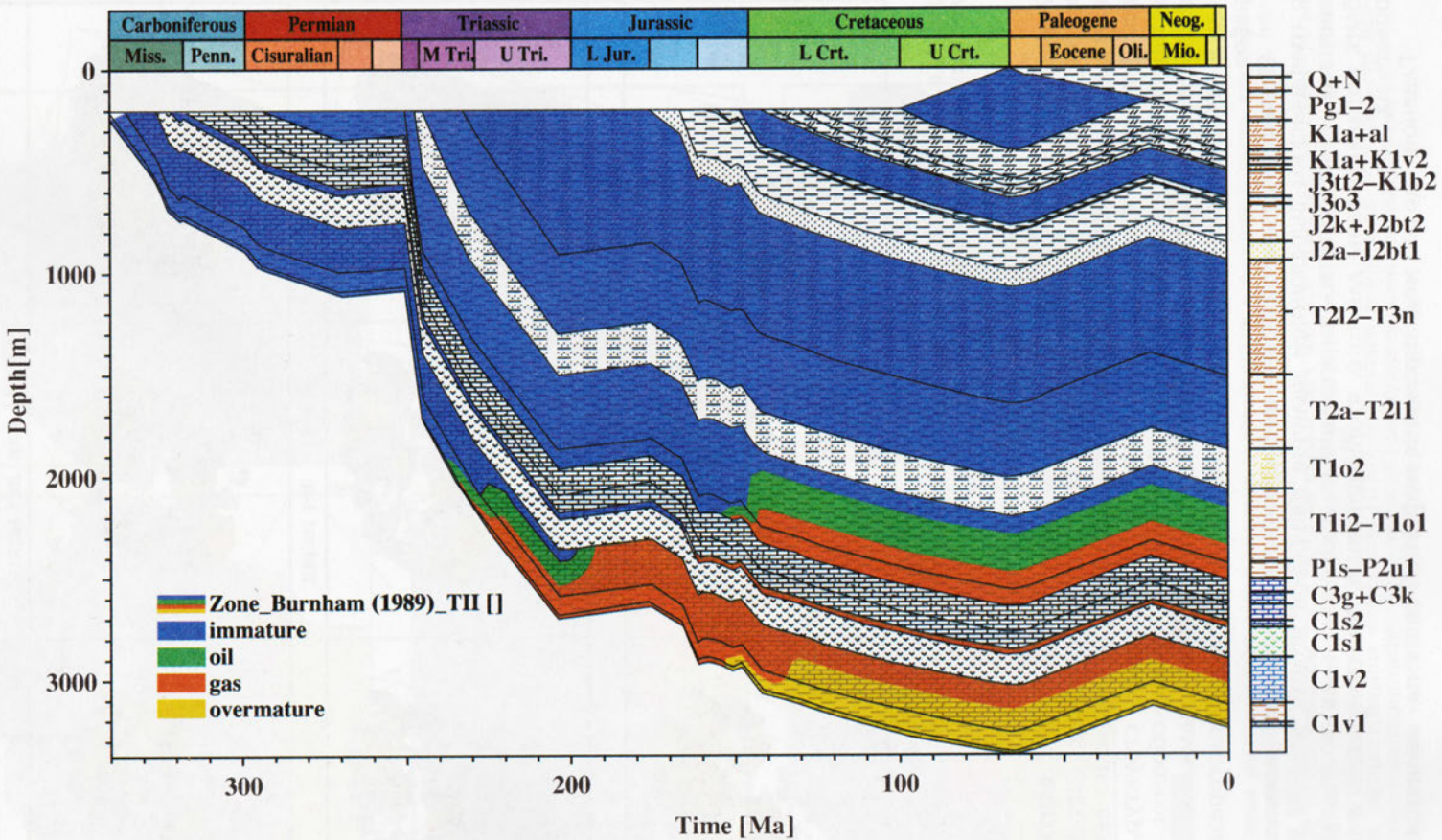


Рис. 12.9. Степень преобразованности нефтематеринских пород по Баренцеву морю (моделирование выполнено специалистами ВСЕГЕИ им. А.П. Карпинского в программе PetroMod. Эти исследования определили термальную историю бассейна и выявили временные интервалы образования углеводородов)

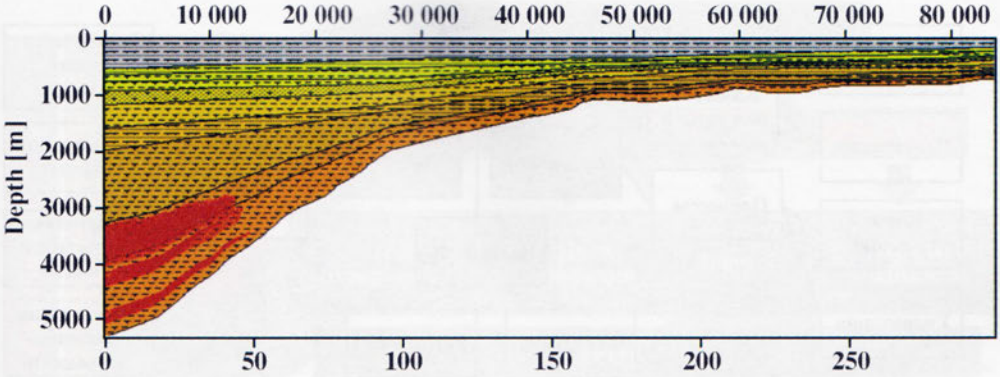


Рис. 12.10. Направление миграции УВ по Азовскому морю – модели 2D (моделирование выполнено Лавреновой Е.А. [4]. Результаты двухмерного бассейнового моделирования продемонстрировали высокую вероятность существования кайнозойской нефтегазовой системы с очагом генерации, расположенным в пределах Индоло-Кубанского прогиба)

факторов риска геологоразведочных работ на нефть и газ. Эти факторы – нефтенасыщенность, качество резервуара, свойства ловушки и временная зависимость между насыщенностью резервуара и покрышкой. Очевидно, что большинство из этих факторов риска зависит и оценивается от хорошо продуманной модели бассейна с особым акцентом на фактор насыщенности. Таким образом, моделирование бассейна, связанное с вероятностным анализом, может быть использовано в качестве системы поддержки принятия решений для исследования оценки риска (рис. 12.11).

Основные факторы геологоразведочных рисков

1. Качество (характеристика) нефтематеринской породы
- потенциал нефтематеринской породы (общее содержание органического углерода, водородный индекс);
- мощность нефтематеринской породы;
- зрелость нефтематеринской породы;

2. Качество (характеристика) ловушек и резервуаров
- потенциальная геометрия
- пористость и проницаемость
- свойства покрышки;

3. Расчет времени
- взаимосвязь заполнения ловушки и миграции!
- учет развития!
- учет динамики!

Как было отмечено выше, при моделировании нефтегазовых систем главное – моделирование полного жизненного цикла углеводородов. Полученная информация может быть использована для более достоверной интерпретации и ранжирования необходимых объектов не только в отношении риска заполнения УВ, но и прочих соответствующих геологических факторов риска. Из вышесказанного можно сделать вывод, что использование только одного из методов, к примеру, специального геофизического, геологического или геохимического подхода, не приведет к значительному снижению геологоразведочных рисков. Только последовательно применяя

Рис. 12.11. Моделирование нефтяной системы как системы поддержки принятия решений: TOC – общее содержание водорода; HI – индекс углеводорода

принцип полной интеграции, который использует все доступные геологические и геофизические данные, можно надеяться на улучшение понимания и количественного представления факторов геологического риска. Трехмерные модели нефтегазоносных систем являются единственным типом геологической модели данных, которая включает в себя все основные факторы геологоразведочного риска: наполненность ловушки, время генерации, миграции углеводородов и потери. Существующие технологии анализа рисков позволяют проводить исследования рисков в полностью интегрированной и динамической геологической модели данных. Таким образом, говоря о **рисках в геологоразведке, следует отметить следующие компоненты риска нефтегазоносных систем – ловушка, материнская порода и покрышка**. Данные элементы связаны между собой и оказывают влияние друг на друга, соответственно, должны быть изучены в системе. На сегодняшний день нефтегазовая промышленность тратит множество усилий на геологоразведочные работы, чтобы определить местоположение ловушки и пласта-коллектора. Однако большинство неудач в сфере геологоразведки происходят от отсутствия обоснованной информации об условиях образования и распространения элементов **нефтегазоносных систем** – нефтематеринской породы, резервуара и покрышки.

В последние годы усилиями специалистов Шлюмберже было разработано и опробовано интегрированное программное решение для изучения и моделирования нефтегазоносных систем. Ядром данного комплекса является Petrel – программное обеспечение для геолого-геофизической интерпретации и геологического моделирования,

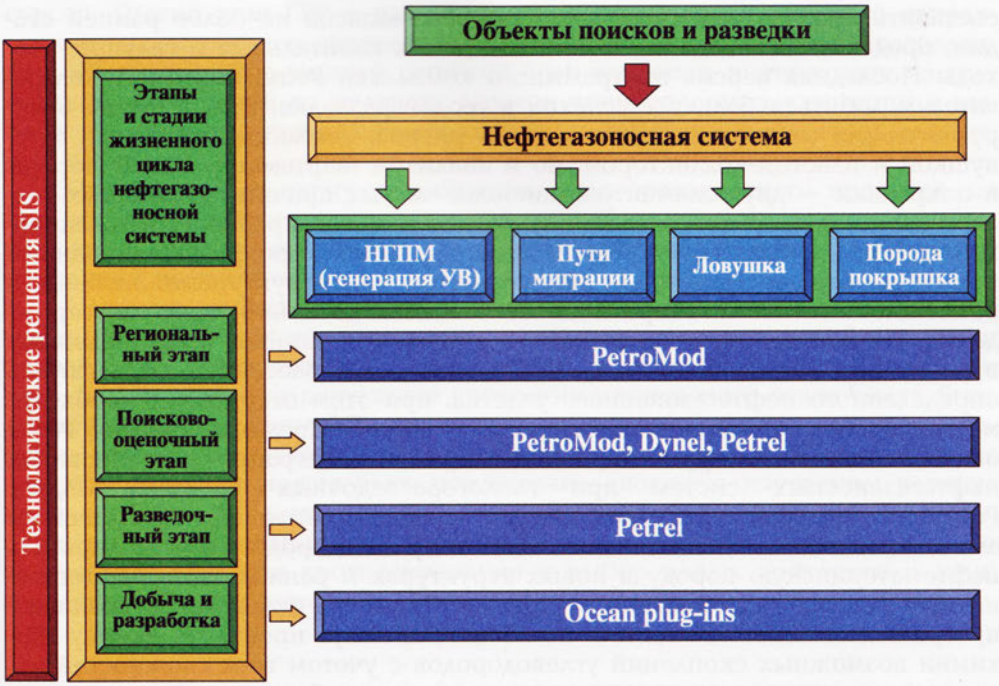


Рис. 12.12. Технологические решения Шлюмберже при прогнозе, поисках, разведке и разработке нефтегазоносных систем

его дополняют открытая среда программирования Ocean, инструмент для петрофизической интерпретации Tech Log, программа бассейнового моделирования PetroMod и комплекс для структурной реконструкции и расчета механических свойств IGEOSS (рис. 12.12).

Главной особенностью новой методики является максимальный учёт всевозможных факторов, влияющих на образование и сохранность целостности залежи. Методика учитывает такие нетипичные факторы, как качество экранов, пути миграции и условия образования углеводородов.

Второй особенностью является то, что расчёты проводятся для трёхмерной модели, чтобы получить наиболее точный результат и минимизировать риски при разведочном бурении.

В-третьих, используется максимально возможное количество всей имеющейся информации для повышения надёжности результата: данные по скважинам, сейсморазведке, потенциальным полям и механическим свойствам.

И последнее, основой для подобного интегрированного решения является Petrel, а также другие передовые технологии на платформе Ocean.

Программное обеспечение Petrel «от сейсмики до разработки» предлагает пользователям интегрированные рабочие процессы для коллективной работы, объединяющие в единую технологическую цепочку геофизику, геологию и разработку месторождений и открывающие путь к описанию резервуаров в режиме реального времени. Понимание процессов, происходящих в пласте, обеспечивает более точную оценку активов, что позволяет

составить прогноз исходных геологических запасов на более ранней стадии, предсказать поведение пласта и оценить капитальные и текущие расходы Последняя версия программного комплекса Petrel позволяет пользователям добиться больших успехов в геологоразведке, предоставляя инструменты для систематического анализа рисков, связанных не только с ловушкой и пластом-коллектором, но и анализом нефтематеринской породы и покрышки — двух элементов, наиболее частых причин неуспешных геологоразведочных работ. Новые возможности интегрированного моделирования нефтегазоносных систем и анализа разломов и покрышек дополнены новым усовершенствованным инструментом для структурного анализа и возможностями масштабирования от бассейна до конкретного месторождения. Petrel с легкостью справляется с наборами данных, представленных в различных масштабах: от масштаба множества бассейнов до масштаба определенного нефтегазоносного участка, при этом отсутствует необходимость перехода из одного приложения в другое. Последняя версия Petrel оснащена также инструментарием для прямой интеграции моделирования нефтегазоносных систем при геологоразведочных работах. Модуль Petroleum Systems Quick Look (PSQL) позволяет инженерам-нефтяникам анализировать все известные скопления углеводородов и моделировать нефтематеринскую породу в новых структурах и ранжировать нефтегазоносные участки с наибольшей точностью. Применяя функцию 3D анализа в программном пакете PetroMod, пользователи могут проводить оценку геохимии возможных скоплений углеводородов с учетом всех сложностей исторических процессов, происходивших в данном бассейне. Критичным с точки зрения подсчета запасов всего месторождения и отдельного пласта является анализ разломов и покрышек. Корректное моделирование разломов очень важно для правильной настройки на историю. Инструменты для анализа разломов и покрышек, разработанные компанией Rock Deformation Research, были добавлены в Petrel 2010, позволяя добиться большей точности, скорости процесса анализа разломов и покрышек. Таким образом, используя программное обеспечение **PetroMod и Petrel®** включающие в себя целый ряд модулей с индивидуальными характеристиками и различными функциональными возможностями, которые могут быть открыты из меню команд **Command Menu,** возможно решать соответствующие задачи на каждом из этапов и стадий полного жизненного цикла углеводородов.

Моделирование (симуляция) бассейнов начинается, как правило, **на региональном этапе стадийности ГРР**, характеризующемся обычно существенным дефицитом геологической информации, и имеет своей задачей принципиальную оценку возможности (вероятности) формирования на данной территории потенциальных ресурсов (категории D_2, D_1), обеспеченной реально существующим комплексом необходимых геологических условий — наличием нефтегазогенерирующих пород, аккумулирующих УВ порово-трещинных пространств, ловушек, экранов, предохраняющих залежи и месторождения от разрушения. **На последующем этапе ГРР — поисково-оценочном** (поиски и оценка месторождений, стадии предварительных и детальных поисков) — по мере пополнения информационной базы построенные на предыдущем этапе абрисы модели дополняются новыми фактическими данными, позволяющими с той или иной степенью надежности прогнозировать углеводородогенерационные, миграционные и аккумуляционные процессы и оценивать потенциальные ресурсы УВ по более высоким категориям, иногда даже с переводом их в категорию перспективных ре-

сурсов. **Третий этап ГРР – разведочный** – имеет своей основной направленностью уточненное определение параметров и конфигурации разведанных УВ скоплений с задачей решения всех вопросов, вытекающих из требований инструкции по подсчету запасов промышленных категорий и выбору оптимальных технологических схем разработки нефтегазонасыщенных объектов.

Предложенную схему стадийности геологоразведочного процесса, на наш взгляд, можно рассматривать как **стадийную динамическую систему или управляемую, операционную модель прогноза, поисков и разведки скоплений нефти и газа** (рис. 12.13).

Одна из характерный черт рассматриваемой системы – наличие управляющей обратной связи между результатами поисковой стадии и разработкой эффективных критериев прогнозирования скоплений нефти и газа. В самом деле, в результате проведения поискового этапа могут быть обнаружены скопления УВ, что служит стимулом для перехода к следующему разведочному этапу. При необнаружении скоплений на стадии их поисков ситуация может быть истолкована двояко: в изучаемом регионе скоплений нет, либо они не обнаружены вследствие несовершенства критериев прогнозирования и применяемых методов. В этом случае необходимы возврат к стадии прогнозирования и выбор новых критериев и (или) применение новых методов.

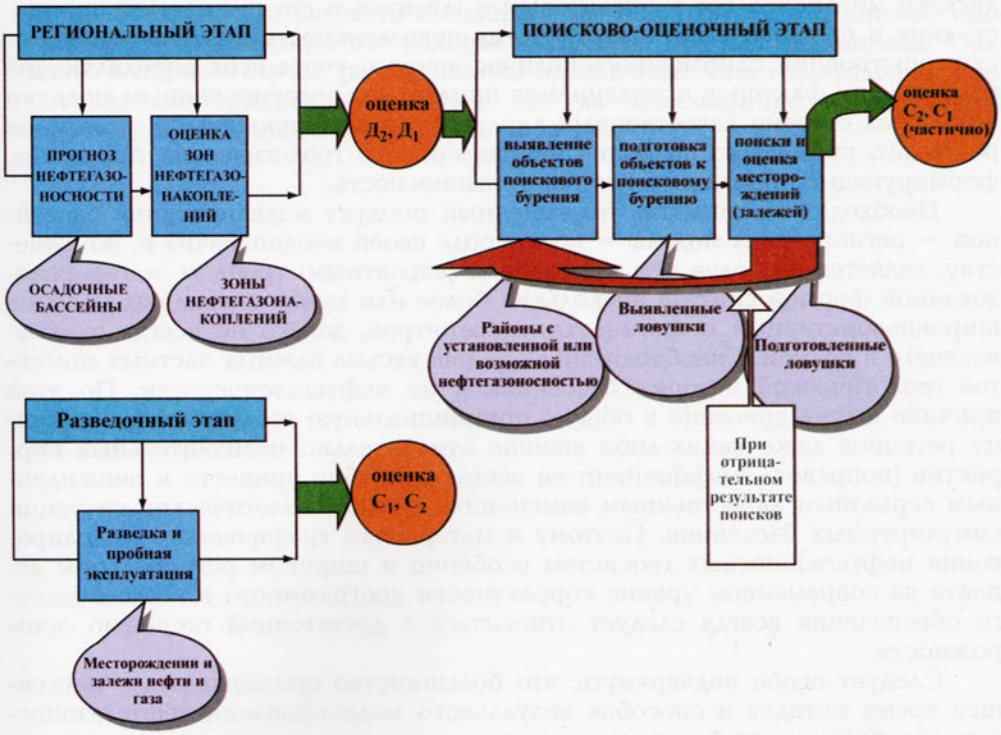


Рис. 12.13. Динамическая система или управляемая операционная модель прогноза, поисков и разведки скоплений нефти и газа

Очевидно, что релевантность моделирования по мере прохождения всех этапов и стадий ГРР должна была бы последовательно возрастать и в идеале сконструированная модель бассейна обязана была бы оказаться абсолютно тождественной реальности, чего на самом деле практически никогда нет. Причины указанного обстоятельства кроются в наличии совокупности не всегда преодолимых обязательных системных сложностей моделирования, не позволяющих достаточно точно по времени и пространству учитывать в процессе симуляции происхождение, количество и качество фоссилизированного (сингенетичного) органического вещества пород — их окислительный и восстановительный потенциалы и их соотношение; абсолютное время пребывания РОВ нефтегазопроизводящего комплекса на той или иной стадии и/или градации катагенеза; временные соотношения между иммерсионными и инверсионными стадиями и этапами геологической истории регионов — продолжительность перерывов в осадконакоплении и толщин эродированных (размытых) интервалов разрезов; динамику и гипсометрический уровень установления стационарности геотемпературного поля в условиях территорий седиментации; длительность и величины импульсов высокотемпературных магматических проявлений; изменчивость во времени и пространстве термобарообстановок осадочного разреза; «пружинный» (инжекторный, рессорный) эффект пластических деформаций коллекторских интервалов разреза; компетентность применяемого при моделировании принципа относительной константности во времени и пространстве видов геолого-геофизических интер-экстраполяций на сотни и десятки миллионов лет и значительные (десятки и сотни километров) расстояния и площади и др. Практическая невозможность в рамках графических построений однозначного количественного учета всех определяющих и влияющих факторов и механизмов придает сконструированным моделям в большей степени качественный характер, ориентирующий не столько на результат, сколько на познание направленности геологических процессов, формирующих промышленную нефтегазоносность.

Необходимо понимать, что конечный продукт моделирования бассейнов — региональная модель — по природе своей неоднозначна и, по существу, является не более чем возможным (вероятным) трендом — генерализованной формой синтеза нескольких более или менее очевидных наборов широковариативных геологических параметров, далеко не всегда охватывающего в полной и необходимой мере ряд весьма важных частных моментов геологической истории бассейнов и их нефтегазоносности. По этой причине всегда внесение в общую принципиальную геологическую матрицу регионов даже каких-либо внешне относительно незначительных корректив (поправок, коэффициентов) всегда способно привести к неожиданным серьезным качественным изменениям общей геологической ситуации симулируемых бассейнов. Поэтому к материалам графического моделирования нефтегазоносных геосистем особенно в широком региональном аспекте на современном уровне корректности программного и геологического обеспечения всегда следует относиться с достаточной степенью осторожности.

Следует особо подчеркнуть, что большинство применяемых в настоящее время методов и способов визуального моделирования нефтегазоносных геосистем дают более или менее удовлетворительные результаты при оценке регионов относительно несложных тектонического строения и истории геологического развития и с уже установленным (даже спорадиче-

ским) наличием залежей и месторождений природных УВ. При переходе к работам в новых неразведанных сложнопостроенных землях эффективность моделирования снижается и уровень необходимой достоверности прогнозирования чаще всего оказывается явно недостижимым. В основе такого положения лежит своего рода «конфликт интересов» между обычно **объективными** детерминированными материалами сейсмики, ГИС, лабораторных определений кернов, скважинных данных и всегда **субъективными**, достаточно условными, часто неадекватными реальности, концептуальными личными представлениями (предпочтениями) авторов моделирования о генерации УВ, динамике и эволюции теплового и барического режимов недр в течение геологического времени, проводимости тектонических нарушений, априорно принимаемых за пути перемещения УВ, механизмах, формах, видах, направлениях миграции природных флюидов в данном конкретном регионе. Последнее обстоятельство нередко приводит к тому, что использование различных пакетов программ бассейнового моделирования приводит к резко разнящимся конечным результатам — по одним моделям отдельные регионы (районы) представляются высокоперспективными в отношении нефтегазоносности, по другим — те же территории оказываются не представляющими промышленного интереса.

Существенное значение при моделировании геосистем имеют опыт и геологическая интуиция операторов моделей — в одном случае можно получить вполне приближенное к реальности почти черно-белое контрастное достаточно четкое почти фотографическое изображение региона (резервуара) ремесленного качества и содержания, в другом — живописное произведение, сохраняющее все нюансы и скрытые оттенки подлинника. Очевидно, в первом случае рамки модели ограничены чисто визуальным воспроизведением деталей, во втором — это уже произведение геологического искусства, оставляющее простор для креатива.

Глава 13

МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

При поисках и разведке месторождений нефти и газа используется большое число разнообразных методов. Одни из них (геологическая, гравитационная и магнитная съемки) были модифицированы из чисто геологических, другие методы (геолого-структурная съемка, электро- и сейсморазведка, геохимические методы поисков и разведки, геофизические методы исследования скважин) были разработаны специально для ведения поисков и разведки месторождений нефти и газа. Третьи методы (исследование скважин, гидропрослушивание и др.) представляют собой установившиеся в практике нефтедобычи методы исследования в продуктивных скважинах.

Большое разнообразие ситуаций, в которых проводятся геологоразведочные работы на различных этапах и стадиях, требует для решения поставленной задачи комплексирования отдельных методов. Комплекс геологоразведочных работ — набор (группа) методов геолого-геофизических исследований и последовательность их проведения для решения поставленной геологической задачи.

При проведении геологоразведочных работ выделяют комплексы:

стандартный (или обязательный) — группа методов, выполняемых в обязательном порядке, достаточных для решения большинства решаемых задач;

дополнительный (специальный) — группа методов, проводимых для получения дополнительной информации и решения специальных задач, которые не решаются стандартным комплексом методов;

рациональный — такое сочетание и последовательность проведения отдельных видов исследований, которые обеспечивают при минимальных затратах получение надежной геологической информации для решения задач геологоразведки. Рациональный комплекс геологоразведочных работ определяется на основе анализа опыта предыдущих работ с учетом достижений геологической науки и техники.

Подбор методов поисков и разведки для каждого из изучаемых объектов осуществляется с учетом специфических геологических черт, характерных для изучаемого объекта, уровня исследованности данного региона и конкретных задач, определенных лицензионным соглашением или государственным заданием.

Районы по уровню изученности и решаемым задачам можно подразделить на три группы:

1. Районы существующей длительной нефтедобычи. Для этих районов характерны высокая степень изученности, наличие развитой инфраструктуры и высококвалифицированных кадров. В изученных частях этих рай-

онов возможно открытие мелких месторождений и отдельных слабовыраженных горизонтов, открытие которых возможно с использованием современных методов разведки.

2. Нефтегазоносные районы, где возможно открытие новых зон нефтегазонакопления. Это обычно районы, где на современном этапе с использованием новых современных методов и технологий возможно открытие сложно построенных ловушек неантиклинального генезиса.

3. Новые слабоизученные регионы и возможно нефтегазоносные комплексы. Здесь проводится анализ территорий с целью выбора наиболее перспективных участков, где осуществляется стандартный и рациональный комплексы работ, обеспечивающие однозначную оценку перспективности недр и создание в перспективе нового центра нефтедобычи.

Для всех без исключения районов и объектов исследования осуществляется сбор и организация баз данных предшествующих и выполняемых исследований.

По основным методам геологоразведочных работ, используемым при поисках и разведке нефти и газа, читаются специальные курсы. В связи с этим в данном учебнике приводится лишь краткое описание наиболее распространенных методов. Комплексирование методов на различных стадиях геологоразведочного процесса описано в главе 12.

13.1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

13.1.1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СЪЕМКА

Геологическая съемка проводится с целью установления стратиграфии выходящих на поверхность отложений, изучения тектоники и составления геологической карты местности.

Геологическая карта представляет собой графическое изображение распространения на поверхности различных по возрасту отложений. Составляется на топографической основе и иллюстрируется нормальным разрезом отложений, обнажающихся на поверхности, геологическими профильными разрезами, литологическими и фациальными картами, картами полезных ископаемых.

В зависимости от решаемых задач и сложности строения исследуемого участка геологическое картирование с целью поиска месторождений нефти и газа выполняется в различных масштабах: при региональных исследованиях в слабоизученных районах проводятся геологические съемки масштаба 1:500 000, 1:200 000. Для детальных исследований на площадях, представляющих непосредственный поисковый интерес, — от 1:100 000 до 1:10 000.

На геологических картах, составленных по результатам детальных съемок, изображаются локальные поднятия (антиклинали). Обычно на картах сводам антиклинальных поднятий соответствуют выходы относительно древних образований, а на периферии — более молодых, которые концентрическими полосами охватывают свод.

В процессе геологического картирования осуществляются и нефтегеологические исследования, в том числе и наблюдения за естественными

нефте- и газопроявлениями, осуществляется отбор проб горючих ископаемых и образцов предполагаемых нефтематеринских пород для лабораторных исследований.

13.1.2. СТРУКТУРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СЪЕМКА

Структурно-геологическая съемка проводится для картирования развитых вблизи поверхности геологических тел. По результатам структурно-геологической съемки строится как геологическая карта, так и структурная. Структурно-геологическая съемка проводится, как правило, в закрытых платформенных районах с использованием легких горных работ (расчистки, канавы, шурфы) или структурного бурения глубиной до 100—150 м и более, обычно до кровли регионального репера или до подошвы четвертичных отложений.

Структурно-геологические съемки, как и геологические, проводятся при региональных работах в масштабах 1:200 000 и 1:100 000, а при детальных работах (при подготовке структур к поисковому бурению) — в масштабах 1:50 000, 1:25 000, 1:10 000.

Эффективность геологической и структурно-геологической съемок при подготовке структур была весьма высокой на ранних стадиях развития нефтегазопоисковых работ в складчатых областях, когда основными объектами поисков были залежи, залегающие на небольших глубинах. С развитием работ в закрытых платформенных областях и вовлечением в поиски глубокозалегающих комплексов, структурный план которых отличается от структурного плана поверхностных отложений, роль геологического картирования как метода поисков и подготовки структур заметно уменьшилась и в настоящее время методы геологических съемок используются лишь в специфических геологических условиях и, как правило, в комплексе с другими методами.

13.1.3. СТРУКТУРНО-ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Вместе с геологической и структурно-геологической съемкой в комплекс классических методов поисково-разведочных работ на нефть и газ входят структурно-геоморфологические исследования. Благодаря своей простоте, относительно малым затратам, небольшой трудоемкости и экспрессности структурно-геоморфологические исследования нашли достаточно широкое применение при выявлении и картировании перспективных на нефть и газ структур. В основу структурно-геоморфологического метода положены установленные связи между особенностями рельефа земной поверхности и антиклинальными структурами на глубине в нефтегазоносных комплексах.

Структурно-геоморфологические исследования проводят главным образом путем анализа топографических карт, аэро- и космоснимков. Тектонические структуры выражаются на поверхности особенностями рельефа и почвенно-растительного состава дневной поверхности. Однако геологическая природа объектов, выделяемых по геоморфологическим исследовани-

ям, не всегда однозначна и их следует применять в комплексе с другими методами. В последние годы интерес к структурно-геоморфологическим исследованиям заметно возрос в связи с появлением новых методов дистанционного картирования.

13.2. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Гидрогеологические исследования и наблюдения являются обязательным элементом в комплексе геолого-съемочных работ и должны дать характеристику солевого состава подземных вод территории съемки с целью оценки перспектив нефтегазоносности по гидрогеологическим показателям.

Гидрогеологические и гидрохимические методы поисков и разведки скоплений нефти и газа основаны на изучении региональных и локальных особенностей гидродинамических систем и состава подземных вод, с эволюцией которых в недрах тесно связано формирование и разрушение залежей углеводородов.

Исследования производятся путем опробования водоносных горизонтов в различных скважинах, а также водных источников, колодцев и др. При этом изучаются: 1) гидродинамические условия водоносного бассейна; 2) химический состав вод (содержание солей и органических веществ; состав и давление насыщения растворенных газов); 3) геотермические условия; 4) палеогидрогеологические условия.

В обязательный комплекс гидрогеологических исследований входит и определение растворенных в водах газов и органических веществ.

Для решения гидрогеологических задач должно быть проведено обследование всех естественных и искусственных водопунктов (родников, колодцев, скважин).

В районах, где проектом предусматривается бурение картировочных скважин, часть из них подвергается специальному гидрогеологическому опробованию.

Гидрогазобактериологические и почвенные газобактериологические исследования проводятся с целью выявления участков или структур, характеризующихся повышенными концентрациями углеводородных газов и бактерий в грунтовых водах, а также в водах верхних от поверхности водоносных горизонтов и в породах, выходящих на дневную поверхность.

Газобактериальная съемка как дополнительный метод исследования проводится в слаборазбуренных районах, нефтегазоносность которых изучена недостаточно.

В процессе газобактериальной съемки проводится отбор проб воды и пород для анализа растворенных и почвенных газов, химического состава вод, бактерий и растворенных битумов.

По результатам комплексных геологических исследований составляются карты (геологические, как правило, по двум поверхностям — современной и древней, четвертичных отложений, геоморфологическая, геотектоническая, структурная, гидрогеологическая, полезных ископаемых) с обязательней запиской к каждой из них.

13.3. ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Геотермические исследования необходимы для решения задач, связанных с изучением термического режима земной коры, условий миграции в ней углеводородов, формирования подземных вод и т.д. Эти исследования могут проводиться в процессе как региональных исследований, так и детальных геолого-поисковых работ.

Температурные наблюдения в скважинах проводят, как правило, в процессе опробования отдельных водоносных горизонтов и при электрокаротажных работах. Полученные данные служат исходным материалом для построения геотермических карт и профилей. Геотермические карты могут быть трех видов: изотерм, термоизогипс и равных геотермических градиентов (ступеней).

Использование геотермии для структурного картирования основано на появлении геотермических повышенных аномалий над очагами разгрузки водоносных комплексов, которыми обычно являются локальные структуры и зоны нарушений. Геотермические исследования должны проводиться в комплексе с другими видами исследований.

Региональные геотермические карты, освещая распределение глубинных температур на больших площадях, дают возможность выработать критерии для сравнительной оценки температурных условий в пределах отдельных районов, характеризующихся различной геотермической обстановкой. При интерпретации таких карт следует в первую очередь учитывать связь геотермии с геолого-структурным планом исследуемой территории. Например, на геотермической карте Русской платформы отчетливо видна область регионального охлаждения недр, соответствующая участкам приподнятого залегания кристаллического фундамента в пределах Балтийского и Украинского щитов и Воронежского массива.

Данные геотермии хорошо характеризуют области питания и сноса, режим и динамику подземных вод артезианских бассейнов и другие гидрогеологические особенности исследуемых территорий. Региональные геотермические исследования на обширных площадях артезианских бассейнов позволяют изучать условия формирования и динамику подземных вод, судить о литологических и структурно-тектонических особенностях бассейнов и определять возможные глубины синклинальных прогибов, находящихся между областями питания и разгрузки.

Большое практическое значение имеет изучение глубинной тектоники по данным геотермических исследований. В отечественной и зарубежной практике известны многочисленные примеры выявления по этим данным погребенных структурных поднятий. Так, по карте равных геотермических ступеней в майкопских отложениях при сопоставлении с изогипсами кровли палеозоя Центрального Предкавказья установлено, что изолинии геотермической ступени в майкопских отложениях повторяют очертания изогипс палеозойского фундамента и отчетливо отражают основные черты Ставропольского сводового поднятия.

На детальных геотермических картах местами могут оконтуриваться структуры. Это обусловлено тем, что обычно в приподнятых зонах наблюдается повышение плотности теплового потока и величины геотермического градиента по сравнению с опущенными районами.

13.4. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ СТРУКТУР

Геохимические методы основаны на прямом обнаружении углеводородов, мигрирующих из залежей, исходя из их физико-химических свойств, а также на изучении изменений горных пород, подземных вод, почв и условий жизнедеятельности растительных и животных организмов, происходящих под влиянием углеводородов. Благодаря миграции углеводородов, растворенных в воде и находящихся в свободном состоянии, по системам трещин и разрывным нарушениям, латеральной фильтрации через пористые породы (эффузия), их диффузии через толщу покрывающих залежи пород над нефтяными и газовыми залежами образуются локальные геохимические поля, достигающие дневной поверхности и создающие геохимические аномалии. Наиболее надежными геохимическими признаками являются углеводородные газы, следы легких фракций нефти и битума «нефтяного» происхождения в почвах, породах и подземных водах, концентрации которых превышают фоновые значения. В настоящее время применяют различные методы геохимических исследований: газовой съемки; битумно-люминесцентный; микробактериальный; окислительно-восстановительного потенциала; радиохимический; газовый каротаж.

Перечисленные методы исследований, которые основаны на изучении газового, битумного, бактериального состава и других свойств пород и вод, выходящих на поверхность и получаемых на глубине из буровых скважин, разделяются на следующие:

1) поверхностные площадные геохимические исследования (газовая съемка, битумная съемка, газобактериальная съемка и др.), которые обычно применяются при региональных работах в новых слабо изученных районах и площадных поисковых работах;

2) глубинные геохимические исследования (газокерновая съемка, газовый каротаж, битумный каротаж и др.), проводимые при бурении опорных, параметрических, структурных и поисковых скважин. При глубинных геохимических исследованиях выбираются опорные горизонты, из которых отбираются образцы пород, пробы воды. Практика глубинных геохимических исследований показывает, что наиболее устойчивые геохимические поля над залежами нефти и газа приурочены к верхним водонапорным горизонтам разреза на глубинах порядка 100—500 м.

Геохимические методы наиболее эффективны при применении их в комплексе с геологическими и геофизическими исследованиями. При этом особенно важен комплекс с сейсмическими работами, позволяющими получить более надежные геохимические данные из большого количества сейсмических скважин.

13.4.1. ГАЗОВАЯ СЪЕМКА

Газовая съемка предложена В.А. Соколовым в 1929—1930 гг. В настоящее время известны следующие виды газовой съемки:

по свободному газу;
по водно-растворимому газу;
по газу, сорбированному породой.

Метод газовой съемки заключается в изучении состава и распределения углеводородных газов на исследуемой площади в верхних слоях осадочных отложений, в водных источниках, колодцах и т.д. Пробы свободного газа, пробы пород или вод отбираются с глубин 1—4 м, а при повышенном газовом фоне — с глубин 6—10 м с последующим извлечением из них газов. По мере углубления газовые аномалии становятся более контрастными, поэтому при бурении большого числа сейсмических и структурных скважин желательно проводить «глубинную» газовую съемку по площади и по разрезу.

Все разновидности газовой съемки основаны на определении микроконцентраций метана, этана, пропана, бутана, пентана, содержащихся в породах и подземных водах. Для их обнаружения в 1940—1950 гг. использовалась газохроматографическая аппаратура, а в настоящее время применяются хроматографические газоанализаторы с плазменно-ионизационным детектором, дающие стабильные показания при чувствительности до $10^{-5}-10^{-6}$ % (В.А. Соколов, 1962).

Исследования показывают, что метан является прямым признаком нефтяного или газового месторождения. Он также является компонентом каменноугольных и «болотных» газов. Однако фоновая концентрация их в подпочвенном воздухе, по данным В.А. Соколова, чаще всего имеет величину порядка 10^{-4} %. Тяжелые газообразные углеводороды C_3-C_4 характерны только для нефтяных и газовых месторождений и являются основными показателями при интерпретации газовой съемки. Их фоновые значения не превышают величины 10^{-8} %. Интерпретацию результатов газовой съемки необходимо проводить с учетом всех имеющихся сведений о геологическом строении района, его нефтегазоносности и истории геологического развития.

Примеры площадных и профильных газовых аномалий в поверхностных слоях на газонефтеносных площадях в пределах различных областей приведены на рис. 13.1.

Интересными являются примеры так называемых кольцевых аномалий с минимальными значениями концентраций углеводородов над залежами нефти и газа и повышенными значениями на их периферии. Одной из основных причин их возникновения может являться то, что газовый миграционный поток на своде встречается с покрышками, обладающими малой проницаемостью и большой газоемкостью, способными снижать его интенсивность в присводовых частях структур, в то время как на крыльях отмечаются повышенная трещиноватость пород, разрывные нарушения и др. Асимметричный характер некоторых аномалий и несовпадение их с контуром нефтегазоносности часто связаны с наклоном пластов, смещением сводов структур и движением вод в вышележащих водоносных горизонтах.

Съемка по газам, сорбированным породами коренных отложений, известна под названием **газокерновой съемки.** Главной особенностью съемки является отбор кернов из скважин глубиной 3—20 м с помощью специальных отборников. Затем газы извлекают из породы путем десорбции или вакуумом и определяют их количество и состав. Этот метод более точный, но и более трудоемкий по сравнению со съемкой по свободному газу. Его

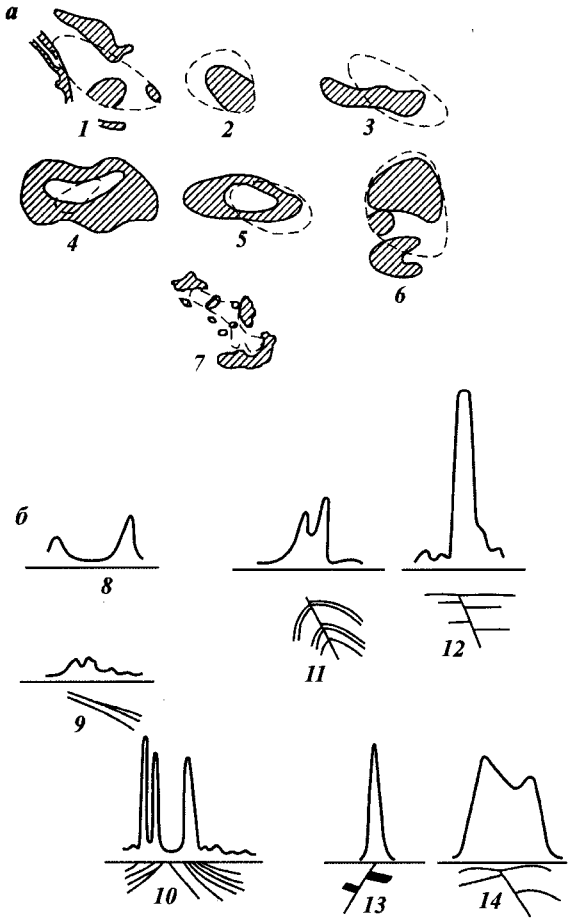


Рис. 13.1. Примеры газовых аномалий в поверхностных слоях на газонефтеносных площадях (по В.А. Соколову):
а – площадные газовые аномалии: *1* – Шебелинская, *2* – Кумдагская, *3* – Ключевская, *4* – Кожемякинская, *5* – Жуковская, *6* – Яблоневская, *7* – Ишимбайская; *б* – профильные газовые аномалии: *8* – Калинская, *9* – Зыбзинская, *10* – Верхне-Чекупская, *11* – Андижанская, *12* – Маштаги, *13* – Сахалин, *14* – Печорский край

применение оказалось успешным на ряде площадей Туркмении, Саратовского Поволжья и др.

13.4.2. БАКТЕРИАЛЬНЫЙ МЕТОД

С помощью бактериального метода обнаруживают геохимические аномалии, вызванные углеводородными газами, в пределах которых наблюдается повышенное содержание бактерий, избирательно окисляющих метан, пропан и другие углеводороды. Над чисто газовыми залежами обычно преобладают метанокисляющие бактерии, а газонефтяным залежам, как правило, соответствуют аномалии, представленные метан- и пропанокисляющими бактериями.

Для обнаружения бактерий производится стерильный отбор проб воды из родников, артезианских скважин (водно-бактериальная съемка), образцов почв, грунтов (грунтовая бактериальная съемка) из канав, расчисток, мелких скважин глубиной до 1 – 2 м, а в районах развития террас и аллю-

виальных отложений глубиной не менее 3—4 м. Образцы в герметической посуде отправляются для анализа в лабораторию.

Существуют манометрический и пластиночный способы изучения бактерий. При первом способе определенное количество грунта, породы в специальном приборе помещают в газовую смесь (40 % метана или этана и 60 % воздуха). Поддерживая постоянную температуру в приборе 30° в течение 30 дней, производят отсчеты поглощенного газа по манометру через каждые пять дней. При втором способе сухой порошок почв, пород порциями по 0,1 г распыляют на агар-агаре, покрывающем пластинку. Пластинка помещается на 20—30 дней в эксикатор с отмеченной выше газовой

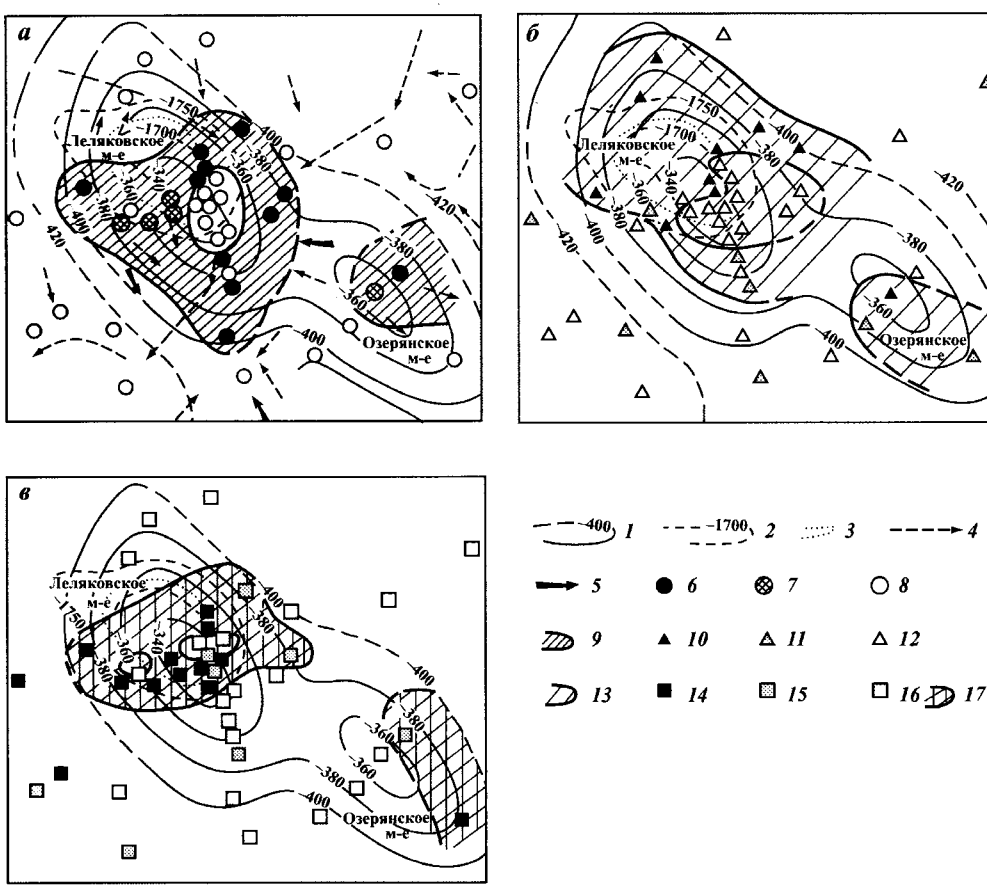


Рис. 13.2. Схема гидрогазобиохимической съемки Леляковского нефтяного месторождения (по М.И. Субботе, С.Г. Жукову):

а – карта растворенного метана; *б* – карта растворенных тяжелых углеводородов; *в* – карта метанокисляющих бактерий; *1* – структурные изогипсы по кровле сеноманского яруса; *2* – изогипсы по пересяжской свите ($П_2$); *3* – контур нефтеносности по $С_3$–$Р_2$; *4* – основные направления стока поверхностных вод; *5* – ориентировочные направления движения грунтовых вод; *6* – содержание растворенного метана >0,10 см^3/л; *7* – от 0,10 до 0,50 см^3/л; *8* – <0,050 см^3/л (фон); *9* – аномальная зона по растворенному метану; содержание растворенных тяжелых углеводородов: *10* – от 0,01320 до 0,00020 см^3/л; *11* – от 0,00020 до 0,00010 см^3/л; *12* – <0,00010 см^3/л; *13* – ориентировочные контуры газовой аномалии; содержание метанокисляющих бактерий: *14* – >20 усл. ед; *15* – от 20 до 5 усл. ед.; *16* – <5 усл. ед. (фон); *17* – аномальная зона по развитию бактерий Леляковской складки, придающих ей блоковое строение

смесью, где поддерживается постоянная температура 30 °С. Метанокисляющие бактерии образуют на пластинке колонии в виде желто-коричневой пленки; бактерии, окисляющие пропан, образуют белую пленку. Вид бактерий определяется под микроскопом, а их количество — по толщине пленки.

На рис. 13.2 приведен пример комплексной гидрогазобиохимической съемки, проведенной на Леляковской площади Днепрово-Донецкой впадины. Леляковское нефтяное месторождение четко фиксируется кольцевой аномалией вблизи поверхности по растворенному в грунтовых водах метану и тяжелым углеводородам. Средняя концентрация метана в аномальной зоне 0,20460 $см^3/л$, а за ее пределами 0,01696 $см^3/л$. Контрастность аномалии составляет 12,1. Концентрация тяжелых углеводородов в аномальной зоне достигает величины 0,01320 $см^3/л$, а интенсивность развития метанокисляющих бактерий достигает значений 170—200 усл. ед., тогда как за пределами аномалии она равна 7,5 усл. ед. Контрастность аномалии равна 6,6. Отмеченная контрастность аномалии вызвана повышенным углеводородным потоком по серии нарушений.

13.4.3. РАДИОГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Метод радиометрической съемки для поисков нефтяных месторождений впервые был применен Л.Н. Богоявлинским и А.А. Ломакиным в 1926 г. в Майкопском нефтеносном районе. Использовав ионизационную камеру, они получили аномальное поле радиоактивности над нефтяной залежью, не связанной со структурой (шнурковая залежь).

Теоретические предпосылки возможности применения методов радиогеохимии при прогнозировании и поисках месторождений нефти и газа, сформулированные рядом российских и иностранных ученых (Х. Лаунберг, С. Хаддет, Л. Миллер, У. Кревс, Д. Пирсон, Д. Сикка, А.Ф. Алексеев, Р.П. Готтих и др.), основываются на теории вертикальной миграции УВ из залежей.

Прогнозирование и поиски месторождений нефти и газа радиогеохимическими методами были описаны в 1999 г. И.С. Соболевым, Л.П. Рихвановым (Томский политехнический университет), Н.Г. Ляшенко (ГЭЦ ГП «Березовгеология»), М.С. Паровинчаком (ОАО «Томскгаз»).

Продукты распада УВ — углекислый газ, вода, сероводород и другие мигрирующие в результате диффузии и фильтрации из залежи газы и воды — стимулируют эпигенетические процессы, приводящие к изменению физико-химических параметров среды, что выражается в преобразовании пород надпродуктивного комплекса, возникновении специфичных минеральных ассоциаций, нарушении окислительно-восстановительных обстановок и перераспределении некоторых химических элементов, в том числе радиоактивных.

Под воздействием эпигенетических процессов, вызванных влиянием УВ, над месторождениями нефти и газа на протяжении длительного геологического времени происходит формирование специфического радиогеохимического поля, характеризующегося своеобразными полями распределения общей радиоактивности, уровнями накопления радиоактивных элементов и характером их взаимосвязи.

Практика показывает, что радиационная производная (мощность экспозиционной дозы) над и вокруг залежей УВ варьирует в незначительном диапазоне по сравнению с фоновыми значениями. В свое время этот факт во многом обусловил ограничение применения радиогеохимических методов. Появление современной лабораторно-аналитической базы и измерительной аппаратуры, новых типов детекторов и методических приемов, позволяющих выявлять слабые изменения радиогеохимического поля, возродило интерес к применению радиогеохимических методов для прогнозирования и поисков месторождений нефти и газа.

Комплекс радиогеохимического картирования включает термолюминесцентную, радиометрическую и гамма-спектрометрическую съемки по поверхности. Плотность измерений выбирается согласно решаемым геологическим задачам, детальности исследований, масштабу объекта.

Методика термолюминесцентной радиометрической съемки разработана в Институте разведочной геофизики и геохимии (КНР). В качестве измерительных элементов применяются поликристаллические термолюминесцентные дозиметры (ТЛД) на основе LiF, позволяющие фиксировать суммарную составляющую радиоактивности (α, β, γ) и обладающие высокой чувствительностью. Применяемые для измерений ТЛД помещаются в водонепроницаемую упаковку. Для получения статистически достоверных результатов число дозиметров на точке измерений равно 10. Все дозиметры предварительно калибруются по чувствительности. Термолюминесцентные дозиметры на точках измерения устанавливаются на глубину 0,5—0,7 м. Время экспозиции измерительных элементов в среднем составляет 15—30 сут.

Гамма-спектрометрическая съемка проводится с применением полевых гамма-спектометров-концентрометров типа РКП-305М, РСП-101М. Измерения осуществляются в точках установки ТЛД с определением содержания K, U (по ^{226}Ra), Th. Для статистической достоверности на каждой точке опробования производится троекратное измерение параметров.

Пункты исследований привязываются с помощью топографических карт и JPS-приемника. Ведется необходимая геологическая документация.

Полученные в результате радиогеохимической съемки данные проходят многоцелевую статистическую обработку. Значения интенсивности термолюминесценции градуируются и нормализуются. Строятся карты дозовых вариаций поля радиоактивности и распределения радиоактивных элементов, но, как правило, эти карты носят вспомогательный характер.

В качестве основных критериев при выделении прогнозных участков нефтегазоносности используются:

торий-урановое отношение (Th/U);

показатель интенсивности перераспределения естественных радионуклидов;

интенсивность термолюминесценции.

Построение прогнозных схем нефтегазоносности осуществляется по комплексному радиогеохимическому показателю, рассчитываемому по оригинальной методике. По степени перспективности нефтегазоносности выделяются три типа участков: с высокими, средними и низкими перспективами нефтегазоносности (рис. 13.3).

Результаты комплексного радиогеохимического картирования показывают, что радиогеохимическое поле в пределах исследованных нефтегазоносных структур имеет довольно ярко выраженные специфические осо-

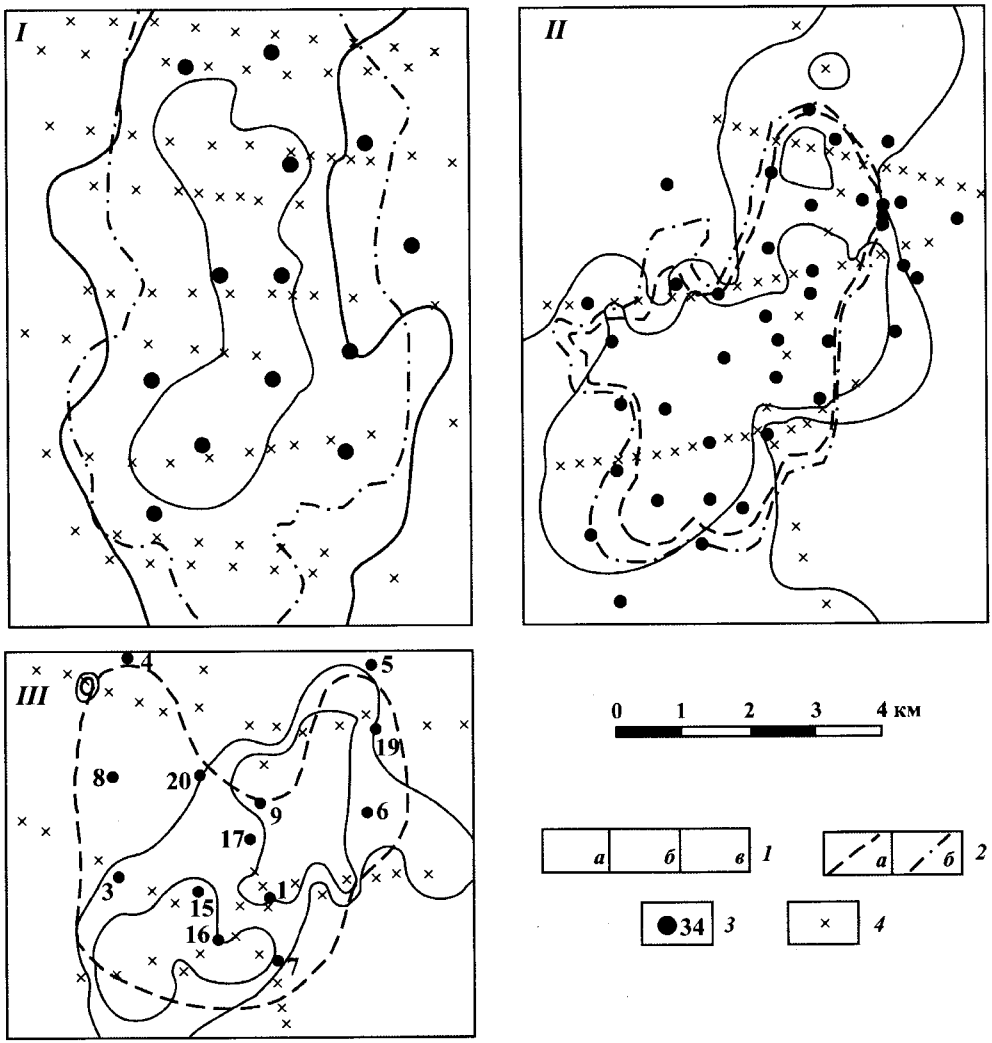


Рис. 13.3. Прогнозная схема нефтегазоносности по данным радиогеохимического картирования Западно-Полуденной *I*, Северо-Васюганской *II* и Мыльджинской *III* площадей:
1 – перспективность нефтегазоносности: *а* – высокая, *б* – средняя, *в* – низкая; *2* – газо- (*а*) и водонефтяной (*б*) контакты по данным геолого-геофизических исследований; *3* – разведочная скважина и ее номер; *4* – точка комплексного радиогеохимического исследования

бенности распределения анализируемых радиоэлементов и их интегрированного показателя — интенсивности термолюминесценции. Необходимо отметить, что поля анализируемых параметров каждого объекта при наличии ряда общих закономерностей в характере распределения радиогеохимических показателей имеют и отличительные особенности, что в каждом случае требует индивидуального подхода. Эти различия в значениях радиогеохимических показателей вызваны как размерами и глубиной залегания залежей, а соответственно, и степенью интенсивности эпигенетических преобразований пород надпродуктивного комплекса, так и литолого-ландшафтными особенностями территорий, тектоническим строением, гидродинамическим режимом подземных вод и другими факторами.

Поля концентраций радиоактивных элементов над нефтегазовыми месторождениями характеризуются высокой степенью дифференциации в распределении K, Th, U и имеют более сложное строение, чем за их границами.

В пределах исследованных площадей четко фиксируются оси, относительно которых намечается радиогеохимическая зональность. Учитывая довольно выдержанный литолого-фациальный состав подпочвенных геологических образований, можно с большой долей уверенности сказать, что строение радиогеохимического поля на участке локализации залежей УВ в первую очередь обусловлено особенностями глубинного строения (в том числе тектонического) и проявленностью эпигенетических процессов (прежде всего окислительно-восстановительного характера). Тем не менее анализ только моноэлементных карт не позволяет с высокой степенью достоверности оконтуривать положение залежей УВ.

Более четко неоднородности строения радиогеохимического поля, вызванные влиянием залежей УВ, просматриваются при анализе основных компонентов комплексного радиогеохимического показателя — Th/U, интенсивности перераспределения естественных радионуклидов и интенсивности термолюминесценции.

Существование зон, характеризующихся аномальными значениями Th/U, по всей видимости, связано с резкими изменениями физико-химических параметров среды, произошедшими в результате эпигенетического воздействия мигрирующих из залежи жидких и газообразных компонентов. Изменение окислительно-восстановительных обстановок в свою очередь послужило причиной перераспределения урана.

Выявленные зоны высокой интенсивности перераспределения естественных радионуклидов, пространственно совпадающие с полями аномальных значений Th/U, также подтверждают существование геохимических барьеров и, очевидно, фиксируют структуры, вмещающие залежи УВ.

Наиболее контрастно области проявления наложенных процессов, связанных с воздействием нефтегазовых залежей, отражаются в полях интенсивности термолюминесценции.

Необходимо отметить, что линейные размеры выделяемых аномалий в некоторых случаях превосходят горизонтальные проекции залежей. Это связано с концентрацией элементов-индикаторов в горизонте опробования, определяемой интенсивностью окислительно-восстановительных реакций в зоне миграции УВ.

Учитывая эпигенетическую природу радиогеохимических аномалий, формирующихся над местами локализации залежей УВ, можно говорить, что по значениям радиоактивной производной будут фиксироваться нефтегазоносные залежи любого типа (в том числе литологически и тектонически экранированные).

Выполненные исследования показали, что комплексное радиогеохимическое картирование с применением методов полевой термолюминесцентной радиометрии и гамма-спектрометрии позволяет с высокой степенью вероятности выявлять нефтегазоносные структуры.

Радиогеохимическое поле над нефтегазовыми месторождениями характеризуется высокой степенью неоднородности. Максимальные вариации содержаний анализируемых радиоэлементов и значений комплексных показателей в большинстве случаев фиксируются в пределах ГВК, ГНК, ВНК и областях локализации основных запасов УВ.

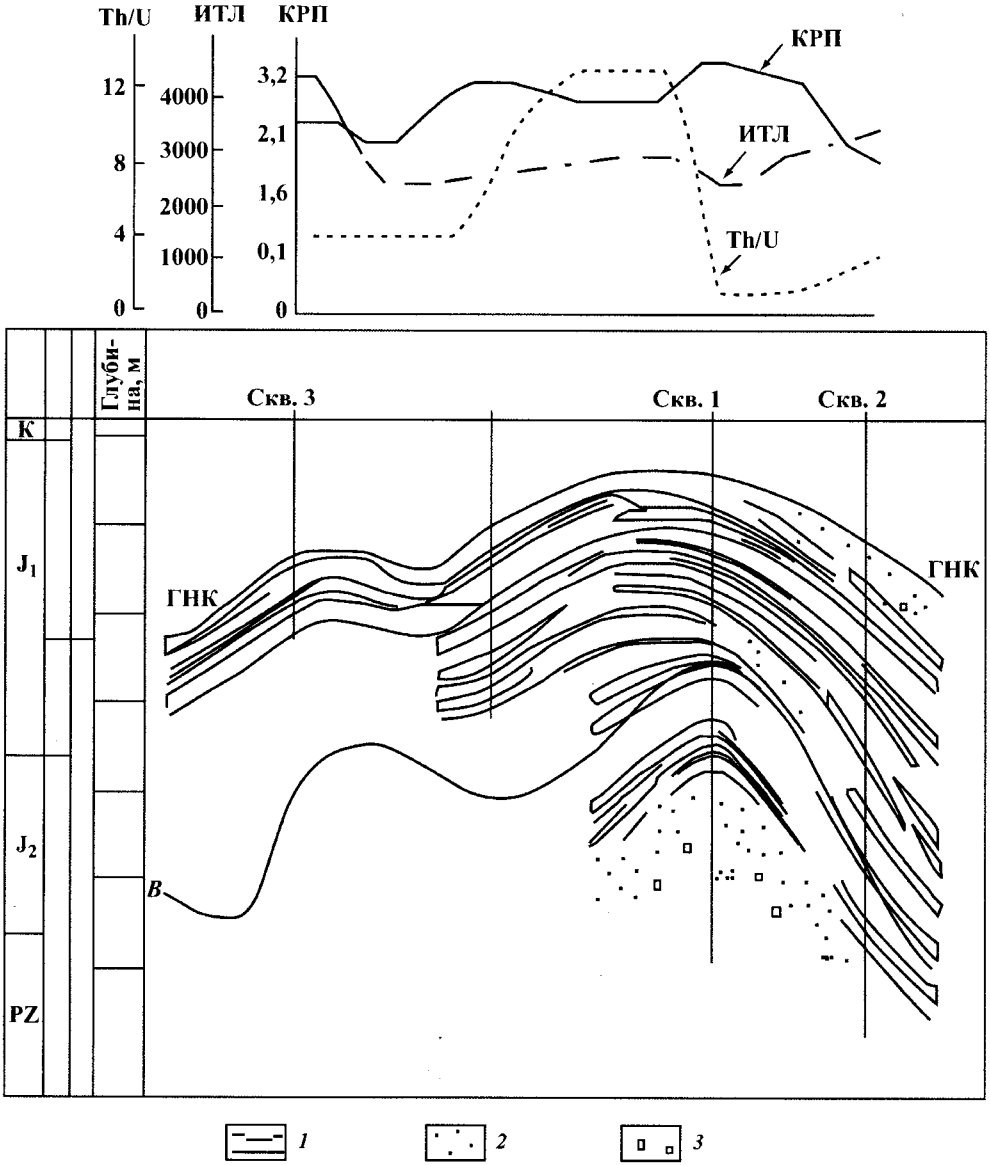


Рис. 13.4. Характер изменения комплексных радиогеохимических показателей по профилю Северо-Васюганского газоконденсатного месторождения (геологический разрез по Шарабуровой В.И., 1988):
1 – продуктивный пласт $Ю_1$; *2* – кора выветривания; *3* – палеозойский фундамент; *B* – отражающий горизонт; ИТЛ – интенсивность термолюминесценции; КРП – комплексный радиогеохимический показатель

Анализ моноэлементных карт не позволяет четко выделять границы зон влияния залежей УВ. Для обнаружения участков скоплений УВ с максимальной вероятностью их выявления (>0,7) целесообразно применять комплексные радиогеохимические показатели, учитывающие поведение всех радиоэлементов.

При интерпретации результатов необходимо учитывать различные особенности ландшафтов (в частности, условия заболоченности и др.). Наличие локальных вариаций значений содержаний элементов и интенсивности термолюминесценции, совпадающих с профилями исследований, позволяет говорить о том, что в более крупном масштабе радиогеохимическое поле имеет более сложный характер. Локальные дифференциации значений различных показателей, на наш взгляд, вызваны неоднородностями строения залежи УВ и различной проницаемостью экранирующих пород. По-видимому, при проведении крупномасштабных работ 1:25 000 – 1:10 000 возможен более локальный прогноз, более точное выделение ГВК, ГНК, ВНК и ориентировочное определение глубины залегания залежей (рис. 13.4).

Материалы радиогеохимического картирования показывают, что благоприятные предпосылки для получения положительных результатов существуют и в варианте аэрогамма-спектрометрической съемки, которая могла бы быть поставлена на стадии средне- и мелкомасштабных поисково-прогнозных работ.

13.4.4. ГЕОЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Исследования, ранее выполненные в различных регионах (Западная Сибирь, европейская часть России), показали возможность применения геоэлектрохимических методов для поисков нефтегазовых месторождений. Нефтегазовые месторождения выявляются по «наложенным» ореолам рассеяния химических элементов-индикаторов нефти, сформированным в различных почвенных горизонтах. Ореолы рассеяния, как правило, кольцеобразной формы и увязываются с контуром проекции нефтяной залежи на дневную поверхность. (*С.Г. Алексеев, С.А. Вешев, Н.А. Ворошилов, К.И. Степанов (ВИРГ-Рудгеофизика, 2000*).

Многообразие процессов, происходящих при эволюции залежи и образовании «наложенных» ореолов рассеяния, приводит к усложнению и нарушению приконтурных кольцевых аномалий. При этом аномалии одних элементов могут смещаться относительно аномалий других, иметь различные протяженность и интенсивность. Вещественный состав и пространственное положение аномалий, выявляемых разными геоэлектрохимическими методами над одной залежью, часто не совпадают друг с другом, что обусловлено различными механизмами миграции и трансформации форм нахождения химических элементов вокруг залежи.

Изучались **металлоорганические формы нахождения элементов (МПФ) и формы, сорбированные на гидроксидах железа (метод ТМГМ)**, применялся **метод ЧИМ (метод частичного извлечения металлов)**. Графики распределения концентраций металлов и мультипликативных коэффициентов МПФ и ТМГМ по одному из профилей приведены на рис. 13.5.

Пространственное разделение элементов приводит к формированию концентрической зональности аномального геохимического поля. В большинстве изученных месторождений краевые части нефтяных залежей выделяются повышенными концентрациями никеля и кобальта МПФ и никеля ЧИМ. Указанные элементы формируют приконтурную кольцевую аномальную зону. На некотором удалении от края залежей фиксируются пространственно совмещенные аномалии меди и свинца МПФ, образующие

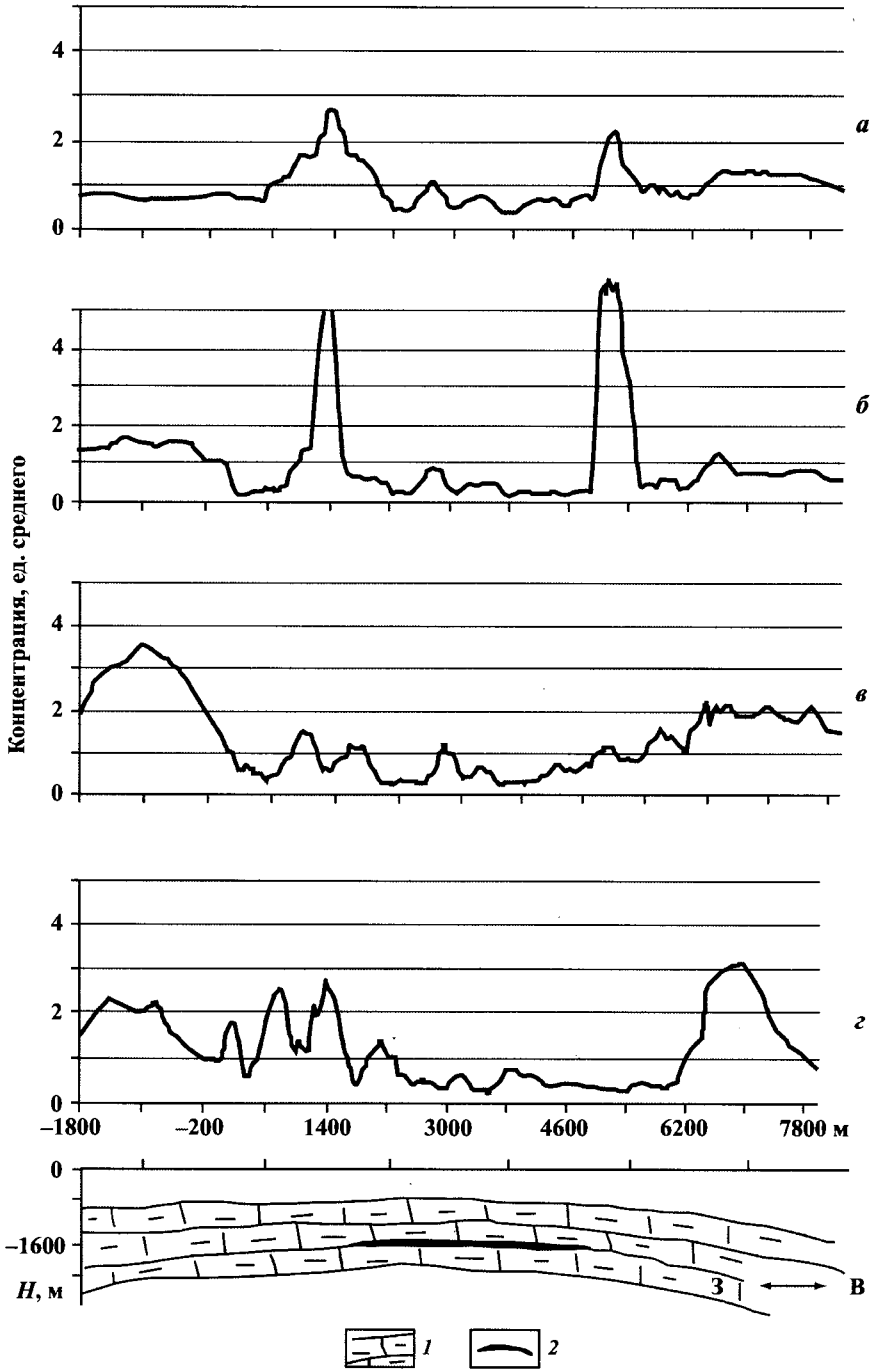


Рис. 13.5. Результаты наблюдений геоэлектрохимическими методами на Южно-Радовском месторождении (*Уфимско-Оренбургская нефтегазоносная область*).
Графики распределения концентраций микроэлементов и мультипликативных показателей: *а* – Ni–МПФ; *б* – NixCo–МПФ; *в* – CuxPb–МПФ; *г* – NixCoxMn–ТМГМ; *1* – нижнепермские известняки и доломиты; *2* – нефтяная залежь

внешнюю аномальную зону. Аномалии никеля, кобальта и марганца ТМГМ обычно тяготеют к внешней аномальной зоне меди и свинца МПФ или фиксируются в той и другой структурной позиции. Менее типичны геоэлектрохимические аномалии над внутренней частью залежей. Они отмечаются для многоярусных месторождений и месторождений со структурными осложнениями строения антиклинальных ловушек.

Смещения аномалий относительно контура залежей наиболее отчетливо проявлены в ловушках, расположенных на склонах региональных поднятий. При этом аномалии закономерно смешаются в сторону восстания осадочных толщ, перекрывающих залежь. Наряду с выявленной тенденцией зонального распределения элементов-индикаторов нефтяных залежей на некоторых месторождениях устанавливается закономерное смещение аномальных зон относительно контура залежей. На Тетеревском месторождении геоэлектрохимические аномальные зоны смещены в направлении свода крупного выступа фундамента, на склоне которого локализована нефтяная залежь.

Отмеченная зональность распределения форм нахождения элементов-индикаторов нефти в настоящее время не имеет теоретического обоснования. Предварительно можно выделить две группы факторов, приводящих к разделению элементов в аномальном геохимическом поле.

К первой следует отнести эндогенные факторы, связанные с процессами окисления и дессипации залежей углеводородов. Эти факторы могут приводить к переводу в подвижные формы микроэлементы, содержащиеся в нефтях и приконтурных водах и их миграции к поверхности в потоке паров воды, углеворoдных газов, углекислого газа и азота. Различия в концентрациях микроэлементов в нефтях, битумах и приконтурных водах могут приводить к формированию отмеченной зональности аномальных геохимических полей относительно контакта залежи. Выявленная зональность также может быть связана с миграцией химических элементов с различными газами (углеводородами, азотом, углекислым газом и т.д.). В данном случае металлы, образующие устойчивые комплексные органические соединения (никель, кобальт), могут мигрировать с углеводородными газами и, поглощаясь органическими комплексами почв, образовывать аномалии МПФ. Более широкий круг элементов, мигрирующий с неорганическими газами и парами воды, поглощаясь железомарганцевыми соединениями почв, будет образовывать аномалии ТМГМ. Смешение аномальных зон относительно контура залежи может происходить за счет отклонения потока глубинных флюидов по направлению регионального поднятия осадочных толщ и вдоль наклонных зон повышенной трещиноватости на склонах антиклинальных ловушек.

Ко второй группе относятся процессы, связанные с воздействием зонального флюидного потока на почву. При этом связанные формы нахождения элементов могут переходить в различные подвижные формы с последующим их закреплением на геохимических барьерах.

Комплексное применение нескольких геоэлектрохимических методов, ориентированных на селективное выделение определенных форм нахождения химических элементов в совокупности с анализом на более широкий круг элементов-индикаторов нефти, позволит увеличить надежность оценки перспективности изучаемых участков и более точно определить местоположение предполагаемой залежи.

13.5. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ГРР НА НЕФТЬ И ГАЗ*

Аэрокосмические методы применяются всюду, где средствами картографии изображаются объекты и процессы, происходящие в природе. Преимущество аэрокосмических методов заключается в том, что благодаря естественной генерализации картируемые тела предстают перед наблюдателем в их естественных границах и соотношениях (рис. 13.6).

Аэро- и космические изображения нашли широкое применение и в комплексе работ, связанных с нефтегазовым производством на всех этапах и стадиях ГРР — от прогноза нефтегазоносности и поисков скоплений нефти и газа до контроля за окружающей средой в процессе разработки и транспортировки углеводородов. Только с их помощью может быть создана объективная основа геоинформационного обеспечения любого проекта в области нефтегазового производства — от системы государственного контроля до конкретного проекта на всех стадиях их функционирования — от проектирования до выявления отдаленных последствий.

Аэрометоды начали использоваться в нефтегазовой геологии с 40-х, а космические — с конца 70-х гг. прошлого века. Уже первые изображения показали большой потенциал их применения для нефтегазового дела. Разработке методики применения космических изображений при нефтегазопоисковых работах в отечественной геологии посвящены труды исследователей Г.И. Амурского, Ю.Б. Баранова, В.А. Буша, В.Д. Скарятина,

Рис. 13.6. Карта «Космический образ России и сопредельных территорий» ФГУП «ВСЕГЕИ» создана с использованием многоспектральных космических снимков Landsat 7 ETM+

*Раздел подготовлен доцентом Л.В. Милосердовой.

Д.М. Трофимова, П.В. Флоренского и других. Многие площади, которые по аэрокосмическим данным предполагались, нефтегазоносными, впоследствии и оказались таковыми. Была создана технология оценки нефтяного потенциала территорий по материалам космических съемок с использованием имеющихся литературных данных [Аэрогеология, 1995].

В настоящее время имеется необозримый архив и постоянно пополняется обширный арсенал космических изображений и методов их преобразования и дешифрирования, которые, благодаря развитию компьютерных технологий, делаются все более доступными широкому пользователю.

Виды съемок, применяющихся исследований при ГРР на нефть и газ. При аэро- и космосъемках регистрируются различные количественные характеристики электромагнитного излучения — солнечной радиации, или искусственного сигнала, отраженного от поверхности Земли, и собственного теплового излучения земной поверхности и атмосферы (рис. 13.7). Так как излучение различной длины поглощается в атмосфере по-разному,

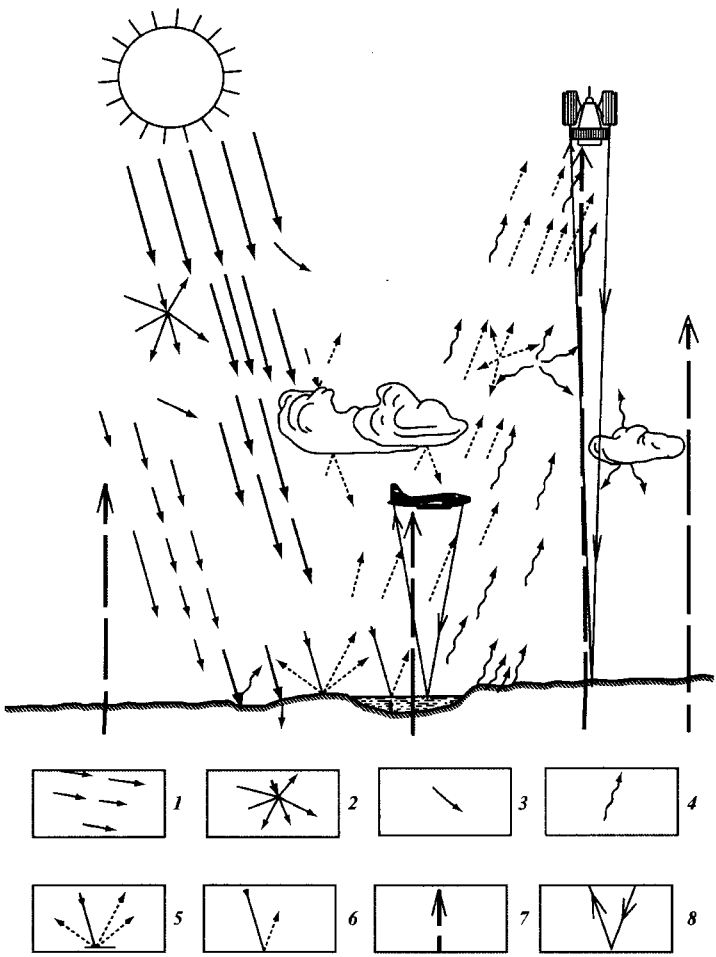


Рис. 13.7. Схема процессов излучения, фиксируемых при аэрокосмических исследованиях (по Кронбергу, с изменениями и дополнениями):
1 – поток солнечной энергии; *2* – рассеяние в атмосфере; *3* – поглощение водяным паром, пылью, двуокисью углерода и озоном; *4* – отраженное тепловое излучение; *5* – диффузное отражение; *6* – зеркальное отражение; *7* – собственное тепловое излучение Земли; *8* – искусственный радиолокационный сигнал

Таблица 13.1

Уровни генерализации материалов дистанционных съемок[1] и их использование в нефтегазовом деле

Уровни генерализации	Глобальный	Континентальный	Региональный	Локальный	Детальный
Целевой масштаб	1:5 000 000 и мельче	1:5 000 000 — 1:2 500 000	1:2 500 000 — 1:100 000	1:100 000 — 1:25 000	1:25 000 — и крупнее
Разрешения	Километры	Сотни метров	Десятки и первые сотни метров	Первые десятки метров	10 м и менее
Обзорность	Тысячи километров	Сотни километров	Первые сотни километров	Десятки километров	Километры, первые десятки километров
Области применения в нефтегазовом деле	Создание карт соответствующего масштаба Контроль состояния окружающей среды Прогнозные и научные работы		Геолого-поисковые и геологоразведочные работы Обоснование перспективных площадей под поисковые работы на нефть и газ, прогнозирование и выявление ловушек нефти и газа, потенциальная оценка их нефтегазоносности	Создание цифровых моделей рельефа Инвентаризация и контроль состояния объектов инфраструктуры, транспортировки и добычи нефти и газа	
Примеры съемочных платформ	NOAA	EOS-AM1 AQUA	Landsat, Radarsat	Spot, Eo-1, Terra, Radarsat	Ресурс ДК1, WorldView-1, Quickbird, Alos, TerraSar-X, Radarsat. Самолет, вертолет

[1]Приведенная классификация соответствует современному пониманию и отличается от применявшихся ранее, в связи с возросшими разрешениями космических съемок.

съемочная аппаратура, предназначенная для изучения природных ресурсов, в основном создается для работы в «окнах прозрачности атмосферы».

Самые существенные характеристики космических изображений для геологических исследований — это их уровень генерализации (табл. 13.1), обусловленный обзорностью (разрешением), и зона (зоны) спектра (спектров), которые наряду с сезоном и временем съемки предопределяют тематическую информативность изображений для последующей обработки и геологического дешифрирования (табл. 13.2).

Приведенная таблица приблизительна, так как параметры изображений и их области применения зависят также от характеристик аппаратуры, помещенной на съемочную платформу.

Материалы **низкого разрешения глобального и континентального уровней генерализации** позволяют исследовать критерии нефтегазоносности, связанные с осадочными бассейнами и нефтегазоносными провинциями в целом. Их используют для уточнения границ нефтегазоносных провинций, нефтегазоносных осадочных бассейнов, определения положения трансконтинентальных и трансрегиональных линеаментов (разломов), территорий с единым геоморфологическим строением, обусловленным соответствующим тектоническим строением (щиты, антеклизы, синеклизы, тектонические ступени), участков с различными типами новейших тектониче-

Таблица 13.2

Основные виды дистанционных съемок и их применение в нефтегазовом деле

Уровень генерализации	Ультрафиолетовая (люминесцентная) съемка (0,1–0,4 мкм)	Съемка (спектральный диапазон)					
		Видимый и ближний ИК диапазоны (0,4–0,7–1,1 мкм)				Тепловая (10–15 мкм)	Радиолокационная (0,3–100 см)
		Монохромная	Панхромная	Многозональная	Гиперспектральная		
Глобальный	–	Составление специализированных геологических карт			–	Составление специализированных геологических карт	
Континентальный	–				–		
Региональный	–				Выявление фотоаномалий, связанных с «голубым смещением» растительного покрова, а также «выцветанием» почвы или потемнением её в связи с восстановительными реакциями в почве и на поверхности	Поиск месторождений нефти по положительным тепловым аномалиям Поиск подводных выходов газа по отрицательным тепловым аномалиям	Составление специализированных геологических карт, в том числе на территориях, перекрытых песками (пустыни) и сплошным лесным покровом, а также на территориях сплошной облачности
Локальный	–					Поиск подводных выходов газа по отрицательным тепловым аномалиям за счет адиабатического расширения газа	
Детальный	Загрязнение природной среды нефтью						Проседания земной поверхности над разрабатываемыми месторождениями

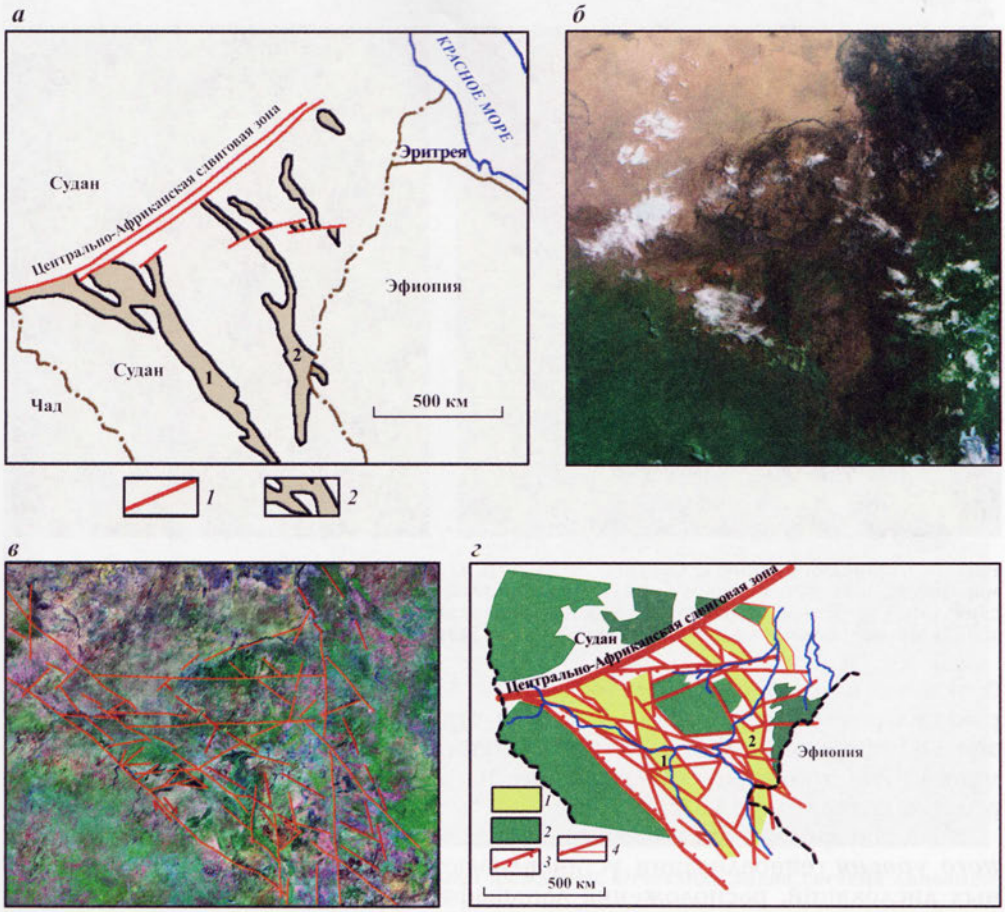


Рис. 13.8. Нефтегазоносная провинция Южного Судана:
а – Мел-палеогеновые нефтеносные бассейны Южного Судана: *1* – разломы, *2* – нефтеносные бассейны (*1* – Мужлад, *2* – Мелут) [Долгинов, Фарах, 2008]; *б* – фрагмент космического снимка Метеор-М низкого разрешения. Отчетливо видны конуры сужающегося в востоку гигантского грабена; *в* – схема дешифрирования разломов на мозаике изображений Landsat среднего разрешения. Видны основные черты тектонического строения провинции; *г* – схема геологического дешифрирования космических снимков низкого и среднего разрешения (*1* – нефтеносные бассейны (*1* – Мужлад, *2* – Мелут); *2* – докайнозойские породы; *3* – линеаменты (разломы) – границы грабена; *4* – линеаменты (разломы), определяющие внутреннюю структуру грабена

ских движений. Результат дешифрирования, как правило, носит оценочный характер, позволяющий понять роль и место исследуемой территории в контексте других тектонических структур (рис. 13.8).

По материалам **среднего разрешения регионального и локального уровней генерализации**, как правило, устанавливаются детали границ осадочных бассейнов, их структурный план и блоковое строение. Эти же материалы позволяют детализировать внутреннее строение нефтегазоносных провинций, выявлять закономерности пространственного распределения известных залежей по площади, и разрезу, выявить особенности строения слагающих бассейны тектонических структур второго порядка — сводов, валов, авлакогенов, впадин. Возможно выявление наиболее приподнятых

а *б*

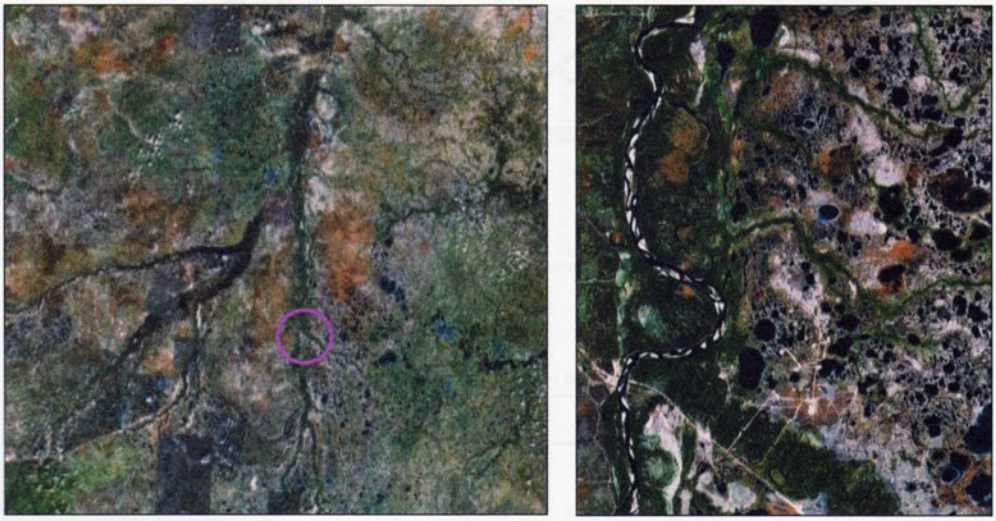


Рис. 13.9. Западная Сибирь. Среднее течение р. Пур. Прямолинейный отрезок его долины маркирует разлом, к которому приурочена система месторождений, в том числе — Уренгойское (*а*). Сиреневым кружком показано положение пересекающего его разлома северо-западного направления, к которому приурочено Усть-Харампурское месторождение (*б*)

блоков, а в их пределах — основных разрывных нарушений, контролирующих размещение цепей локальных структур и блоковую фрагментацию зон нефтегазонакопления, а также оценить движения новейшего и современного тектонического этапа, влияющего на перераспределение углеводородов в недрах (рис. 13.9; 13.10).

На материалах дистанционных съемок ***высокого разрешения локального уровня*** генерализации устанавливаются детали складчатых и разрывных дислокаций, расположения ландшафтных аномалий, соответствующих погребенным локальным структурам, в том числе и по нефтегазоносным горизонтам. По материалам снимков высокого разрешения выделяются небольшие линейные элементы ландшафта (линеаменты), статистический анализ которых позволяет прогнозировать степень тектонической раздробленности территории, обнаруживать разломы, разделяющие нефтегазоносные залежи на отдельные блоки, выявлять зоны «уплотнения-разуплотнения» и получать косвенные сведения о напряженном состоянии недр.

Изучение изменений в характере микрорельефа, растительности, осадков, степени водонасыщенности и других дешифровочных признаков, позволяет давать оценку состояния многолетнемерзлых пород и определять места просачивания флюидов и т.д.

В нефтегазовой геологии наиболее часто используются спектральные каналы, соответствующие видимому спектру и «окна прозрачности» инфракрасного диапазона (до 15 мкм). Широкое распространение получили также радиолокационные системы, использующие сантиметровый диапазон. Кроме того, для геологического дешифрирования применяют тепловую и радиолокационную съемки. При ГРР на нефть и газ чаше используются следующие виды съемок:

ультрафиолетовая (люминесцентная) съемка;

съемка в видимом и ближнем инфракрасном диапазоне;

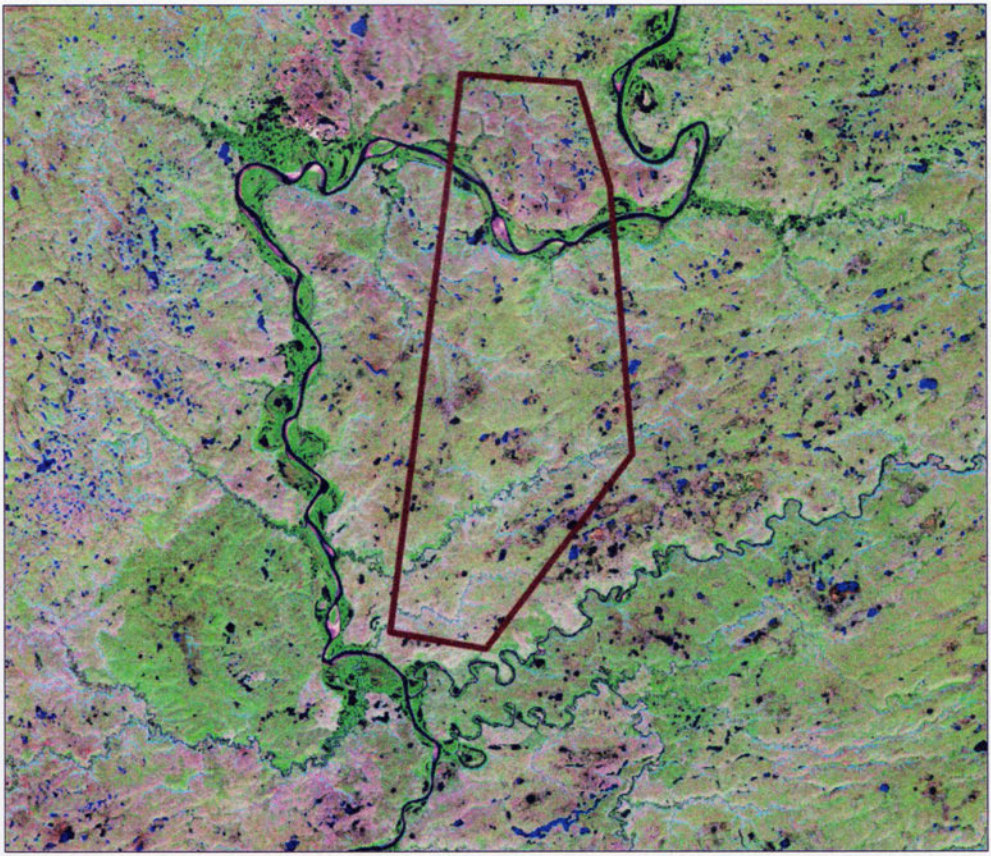


Рис. 13.10. Западная Сибирь. Сузунское месторождение. Отчетливо видна система линеаментов, определяющая его блоковое строение

инфракрасная съемка;

радиолокационная съемка.

Виды и методы дешифрирования объектов. Чтобы извлечь из изображения целевую информацию, его необходимо ***отдешифрировать*** — распознать в линиях, пятнах, аномалиях спектральной яркости и фоторисунка те расположенные в недрах объекты, которые они отражают. Возможность геологического дешифрирования обусловливается соотнесением космического изображения и знания о том, как может выглядеть искомый объект на космических снимках. Это знание хранится либо в памяти исследователя и опирается на предыдущий опыт, либо во внешних по отношению к исследованию банках образов — каталогах, фототеках, описаниях и т.д.

Аэро- и космическими методами наблюдается земная поверхность, и только радиолокационная съемка позволяет проникнуть на первые метры в глубину, до верхнего водоносного горизонта. Интерпретация глубинного строения достигается исключительно благодаря отражению на дневной поверхности строения недр в виде аномалий отдельных компонентов ландшафта, или комплексов компонентов (рельеф, гидросеть, растительный покров, почвы и т.д.).

Скопление углеводородов — это геохимическая аномалия, которая проецируется на дневную поверхность, и проявляется в ландшафте изменением растительного покрова, обеднением гумуса в почве, другими признаками, индивидуальными в различных физико-географических зонах и геологических районах. Любое месторождение приурочено к ловушке, формирование которых обусловлено, в конечном счете, структурными факторами, также отражающимися на дневной поверхности. Именно тектоническое строение территории, особенно подновленные новейшими тектоническими движениями, наилучшим образом выявляются на материалах дистанционных съемок. Размещение залежей нефти и газа в недрах не случайно, а подчиняется определенным закономерностям, часть которых более или менее универсальна, а часть — характерна только для данного участка недр. Эти закономерности очень важно распознать, чтобы обоснованно вести поисковые работы. Космические методы, благодаря генерализации и возможности изучать территорию на разных иерархических уровнях, позволяют выявить эти закономерности.

На снимках мы никогда не увидим месторождения углеводородов, или других объектов нефтегазогеологического районирования, а только их поисковые признаки и поисковые критерии. Дешифровочные признаки одних и тех же объектов обычно отличаются друг от друга в различных геологических контекстах, ландшафтных условиях, на изображениях, сделанных в разное время года и на разных снимках. Поэтому нефтегазогеологическое дешифрирование так трудно формализовать и его успех во многом зависит от квалификации исполнителя.

Применение дистанционных методов для поисков и разведки нефти и газа идет в двух направлениях.

- Производственное направление заключается в составлении специализированных карт, при которых прогноз нефтегазоносности делается на основе известных (принятых данной нефтегеологической школой) критериев нефтегазоносности для заданного масштаба и заданной территории.
- Научное направление заключается в выявлении новых или переоценке роли ранее известных критериев нефтегазоносности, оптимальным образом отраженных на материалах космических съемок. К ним относятся роль разломов и зон повышенной трещиноватости (линеаментов) и их периодических закономерных сетей (разломно-блокового каркаса территории), а также кольцевых структур и территорий новейшей тектонической активности в закономерностях размещения месторождений нефти и газа.

Методики геологического дешифрирования чрезвычайно разнообразны. Из их арсенала исследователь выбирает тот набор, который позволяет оптимально решить поставленные перед ним задачи.

По способу работы с изображениями выделяют ***визуальное (экспертное, авторское)*** и ***инструментальное (компьютерное, автоматизированное)*** дешифрирование.

При визуальном дешифрировании снимки или другие материалы, предназначенные для работы, рассматриваются непосредственно. При визуальном дешифрировании процессы восприятия и переработки зрительной информации нельзя рассматривать как «простое отражение». Результатом восприятия и осмысления изображений является формирование модели, которая, в свою очередь, влияет на восприятие снимка, корректируя

его. Модель регистрируется в той или иной форме (схемы, карты, описания и пр.), проверяется полевыми или иными методами и после соответствующей коррекции оформляется окончательно в виде материалов дешифрирования.

Инструментальное дешифрирование осуществляется с помощью приборов. Сейчас, как правило, эти виды дешифрирования используются совместно.

Как визуальное, так и инструментальное дешифрирование может быть ***качественным*** или ***количественным (измерительным)***. При качественном дешифрировании на снимках выделяются предполагаемые геологические объекты. При количественном — измеряются их размеры и другие характеристики: спектральная яркость отдельных частей изображения или спектры его изменения. Спектральная яркость является числовым выражением фототона отдельного фрагмента снимка, а спектр — его фоторисунка.

По способу извлечения информации из изображений различают ***контрастно-аналоговое*** и ***ландшафтно-индикационное дешифрирование***. Первое обусловлено тем, что одинаковые объекты в сходных условиях выглядят на изображениях одинаково, а различные — по-разному. То есть при контрастно-аналоговом дешифрировании используется метод аналогий. При ландшафтно-индикационном дешифрировании выявляются ландшафтные индикаторы, указывающие на наличие на изображении искомого объекта.

По тематической широте выделяются ***общее дешифрирование***, при котором из снимка извлекается вся доступная геологическая информация, и ***специальное (тематическое)***, при котором извлекается только та её часть, которая определяется целями исследования (техническим заданием). Сюда относят структурное, геоморфологическое, глубинное, нефтегазогеологическое и другие виды дешифрирования.

Обычно дешифрирование проводят по этапам, которые разделяются на предварительный, основной и завершающий, соответственно выделяется ***предварительное, основное*** и ***завершающее*** геологическое дешифрирование, которые в технологической схеме обработки космоизображений «окаймляется» другими работами — выбором и подготовкой изображений; обработка и оформление результатов.

При работе исследователь опирается на дешифровочные признаки, т.е. те особенности изображения, которые позволяют сопоставить его с природными объектами. Дешифровочные признаки делятся на ***прямые*** и ***косвенные***.

Прямые признаки относятся непосредственно к выделяемому геологическому объекту и выражают в понятийной форме его образ. Например, прямым дешифровочным признаком поисковой площади является сеть сейсмических профилей (рис. 13.11), а месторождения — его наземная инфраструктура (рис. 13.12).

Косвенными дешифровочными признаками называются особенности изображения определенных элементов ландшафта, раскрывающие геологические объекты, не наблюдаемые непосредственно. Косвенный дешифровочный признак разлома — трассирующиеся по одной прямой линии линейные фотоаномалии (рис. 13.13; 13.14).

Отнесение дешифровочных признаков к прямым или косвенным зависит от задачи дешифрирования.

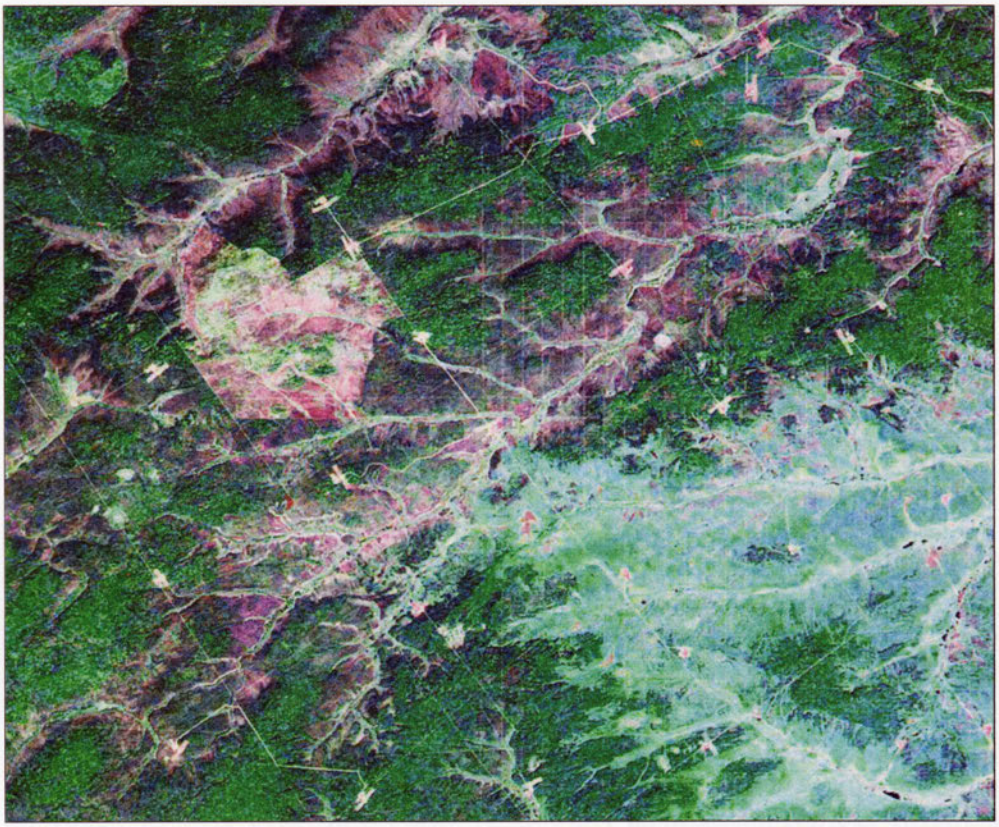


Рис. 13.11. Фрагмент лицензионного участка в районе Верхней Чоны. Восточная Сибирь. Видна сеть просек для сейсмических профилей

Перечисленные методы дешифрирования (авторские и экспертные) в значительной степени зависят от личностных качеств дешифровщика и его принадлежности к той или иной научной школе. Поэтому большие надежды возлагаются на ***компьютерное*** дешифрирование.

По ***тематической широте*** извлекаемой из изображения информации выделяется ***общее дешифрирование***, при котором из снимка извлекается вся доступная геологическая информация и ***специальное (тематическое)*** – при котором извлекается только та её часть, которая определяется целями исследования. Для нефтегазогеологических работ обычно проводят ландшафтное, структурное, неотектоническое, геоморфологическое дешифрирование, а также линеаментный анализ, различия между которыми зачастую размыты.

Ландшафтное дешифрирование работах обычно нацелено на поиск ландшафтных аномалий, предположительно обусловленных погребенными на глубине залежами нефти или газа. К ним могут относиться участки с угнетенной растительностью, с отсутствием или уменьшением количества отвалов нор роющих животных (суслики, тарбаганы и др.).

При дешифрировании снимков равнинных районов с монотонным од-

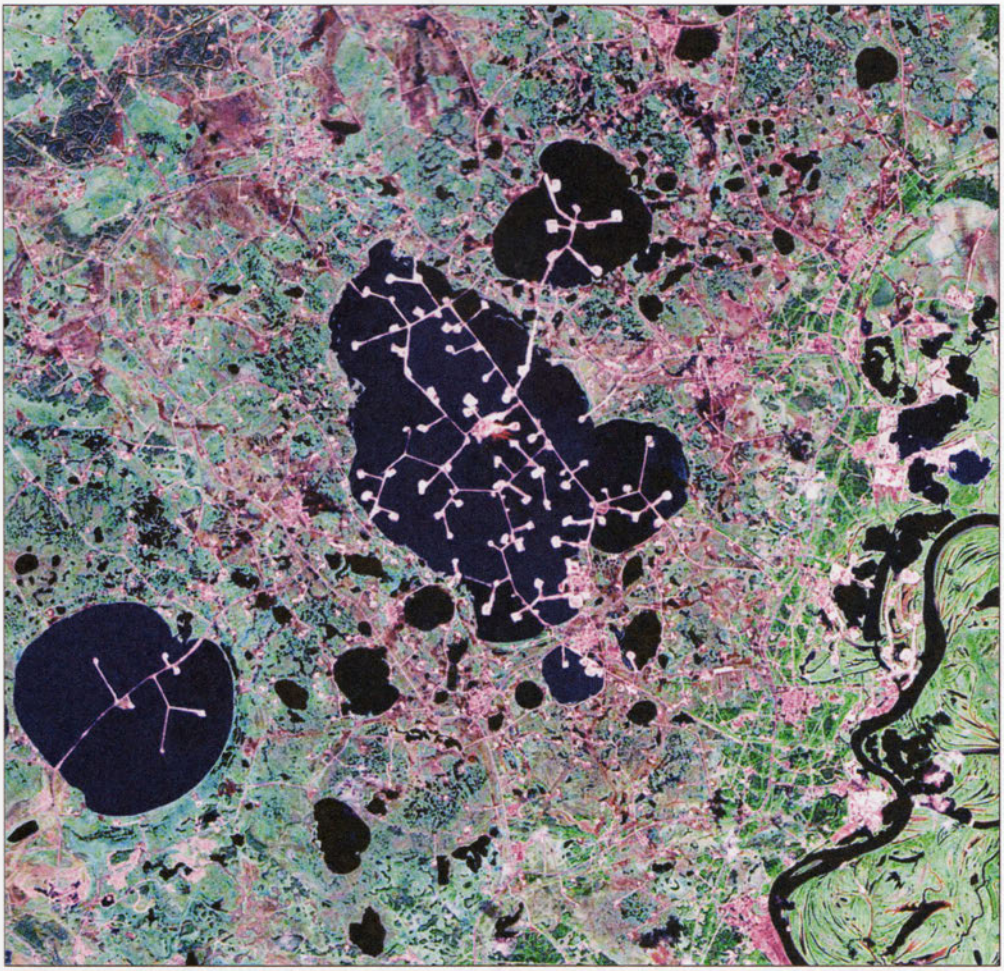


Рис. 13.12. Фрагмент Самотлорского месторождения. Система скважин

нообразным геоморфологическим строением, характеризующихся развитием единых по возрасту и генезису поверхностей, приходится обращаться к маловыразительным, иногда едва намечающимся элементам ландшафта, относящимся к современным экзогенным процессам и развивающимся на фоне общих геоморфологических элементов.

При структурном дешифрировании диагностируются тектонические структуры разных рангов вплоть до локальных складок. Лучше всего видны на космических снимках разрывные нарушения — зоны дробления, сбросы, сдвиги, хуже — надвиги. Значительная часть наблюдаемых на космических снимках разрывных нарушений активизирована в новейшее время, и поэтому отражаются в различных элементах ландшафта: рельефе, гидрографической сети и т.д. Древние, не активизированные разломы, разделяющие породы различного литологического состава или разной степени дислоцированности, также могут четко отражаться на изображениях. На

Рис. 13.13. Пример прямолинейных аномалий речной сети. Западная Сибирь, реки в верховьях р. Пур

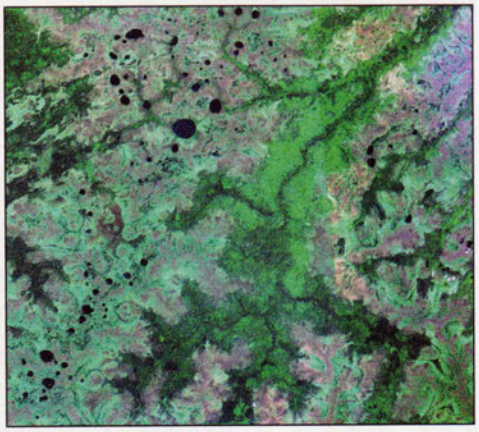


Рис. 13.14. Прямолинейная цепочка озер, сменяющая по простиранию прямолинейную долину реки. Юг Западной Сибири

космических снимках выделяются также складчатые формы, иногда в форме кольцевых структур.

Особенно информативны космоснимки при изучении новейшего тектонического этапа. Основные формы рельефа Земли сформированы в последний неотектонический (олигоцен-четвертичный) этап эволюции планеты, поэтому рельеф служит индикатором новейших и современных тектонических движений. Локальные новейшие структуры дешифрируются по концентрическому расположению растительности, обусловленному характером увлажнения, появлением незакрепленных песков, распределением карстовых, термокарстовых и суффозионных просадок, изменением фаций, мощностей и физических свойств отложений (прежде всего, влажности) и другими дешифровочными признаками.

Дешифрирование с целью геоморфологических исследований базируется на изучении форм рельефа, хорошо диагностируемых на космических снимках. Для поисков нефти и газа главное значение имеет установление и использование связи основных геоморфологических характеристик, обычно отлично видимых на снимках, с нефтегазоносностью.

Основными целями структурно-геоморфологического анализа являются установление причинной связи между тектоническими и экзогенными процессами; выявление тектонических деформаций, так или иначе проявившихся в рельефе, и обнаружение среди них развивающихся (живых) и неразвивающихся (мертвых) на неотектоническом этапе структурных форм.

Для структурной интерпретации космических снимков главное внимание должно быть уделено выявлению направленности развития процессов. Эрозия и аккумуляция, проявляющиеся в самых разнообразных вариантах, служат яркими показателями хода развития рельефа. Для структурного анализа элементов геоморфологического строения или форм проявления экзогенных процессов наиболее рационально различать индикаторы денудационных или эрозионно-денудационных процессов, индикаторы аккумулятивных процессов и индикаторы транспортировки материала (промежу-

точная группа). Первые свидетельствуют об условиях преобладающего тектонического поднятия, вторые — опускания, а третьи указывают на переходные условия, на смену знака движений.

При дешифрировании снимков намечаются и оконтуриваются участки с различным фотоизображением, которое анализируется с точки зрения оценки интенсивности процессов денудации и аккумуляции. В результате выделяются различно ориентированные блоки с разными вертикальными уклонами поверхности (линейного и плоскостного смыва). Относительная величина вертикального уклона определяется по интенсивности процессов, проявляющихся в ослабленной или прогрессирующей форме. Границы блоков, как правило, совпадают с линеаментами или зонами линеаментов, которые интерпретируются как разрывные нарушения.

Территории в границах развития карста, термокарста, суффозии или накопления преимущественно элювиальных образований интерпретируются как своды поднятий. Оконтуривающие их зоны развития делювиальных, делювиально-пролювиальных, солифлюкционно-пролювиальных образований — индикаторов плоскостного смыва (перетекающие болота, такыры) и зоны линейной транспортировки материала интерпретируются как склоны поднятий. Сопряженные с ними зоны развития аллювиально-озерных, солончаковых образований, включая зоны разгрузки пролювиальных шлейфов, соответствуют зонам прогибов и впадин.

Развивающиеся региональные и локальные тектонические структуры в условиях слабонаклонных, преимущественно денудационных (например, плато Устюрт) или аккумулятивных, гумидных и аридных (Западная Сибирь, Северный Прикаспий) равнин, не имеет принципиальных различий. Так, элювиально-делювиальные маломощные отложения плоских поверхностей сводов региональных поднятий на Устюрте являются гомологами верховых торфяных болот, развитых на плоских сводах, например, Сургутского поднятия. Делювиальные (плоскостной смыв) и делювиально-пролювиальные отложения пологих склонов поднятий Устюрта, переходящие в линейные или извилистые медленно перетекающие «валиковые» такыры, аналогичны по динамике процесса солифлюкционно-делювиальным и солифлюкционно-пролювиальным образованиям склона Сургутского и сходных с ним поднятий. «Валиковые» такыры и мочажинные болота, тоже полосчатые, с закономерной (подобно стратоизогипсам) ориентировкой валиков — это наиболее яркий пример динамически аналогичных форм проявления экзогенных процессов, различающихся только условиями климата.

Линеаментный анализ при нефтегазогеологическом дешифрировании интересен прежде всего потому, что линеаменты в подавляющем большинстве отражают разрывы различного размера и характера. Разрывы же для нефтегазовой геологии интересны прежде всего потому, что это:

– зоны наибольшей неоднородности земной коры, и именно к ним приурочены наибольшие градиенты движений земной коры, тепловых аномалий, и т.д.;

— зоны нарушения сплошности горных пород, в них уменьшаются величины литостатического давления, что облегчает проникновение в них флюидов;

— вдоль них разгружаются напряжения, возникающие в земной коре, и поэтому по ним происходят разнонаправленные перемещения блоков горных пород друг относительно друга;

— при разломообразовании формируются приразломные складки, которые могут служить ловушками для углеводородов;

— трещиноватость, развитая повсеместно в земной коре, является важнейшим её компонентом, ответственным за проницаемость геологической среды.

Линейные элементы ландшафта «препарируют» ослабленные зоны, которыми являются разломы и зоны трещиноватости оказываются ландшафтным выражением разломно-блоковой тектоники. Поэтому по характеру разрывов, наблюдающихся на поверхности земли (линеаментов), можно прогнозировать характеристики разломов и трещин в недрах.

Пятидесятилетняя история геологического дешифрирования линеаментов на космических снимках показала, что какую бы территорию мы ни взяли, мы всегда можем отдешифрироовать на ней сеть пересекающихся линеаментов, отражающих разломы. Эти разломы разбивают территорию на отдельные блоки. При изменении разрешения изображения, разломы распадаются на отрезки меньшего размера, демонстрируя его внутреннюю структуру, а блоки разделяются другими разломами, меньшего размера, и так далее до блоков, размером примерно 300—500 м. При изучении изображения одной и той же территории, с различным разрешением, дешифрирующаяся сеть линеаментов меняется — линии распадаются на отдельные фрагменты. Меняется расположение максимумов плотности, длина отдешифрированных линий и преимущественное их направление. Рассмотрение сетей линеаментов больших территорий демонстрирует периодичность в их ориентировке и расстояниях однонаправленных линеаментов.

Такая периодичность имеет статистический характер и выявляется не всегда, но если удается уловить закономерности её проявления, то её можно использовать для прогнозирования зон повышенной трещиноватости даже когда разрывы непосредственно на поверхности и сейсмическими данными не выявляются (рис. 13.15).

Зачастую эти блоки перемещаются друг относительно друга, что можно наблюдать по разнице эрозионных врезов по разные стороны линеаментов (Западная Сибирь), по разной заозеренности площадей в тундре (Ямал), и различной увлажненности территории (Судан) (рис. 13.16).

Существуют разнообразные методики прогноза месторождений полезных ископаемых на основе линеаментного анализа. Вот пример одной из них:

1) построение карт естественно-ранжированных блоков;

2) объединение блоков в макро-, мезо и мегаблоки по сходству тектонических движений в неотектонический этап, разделяющие их линеаменты будут граничными зонами, а участки сочленения граничными узлами;

3) оценка выявленных узлов по критериям перспективности для поисков и определение территории, на которую эти критерии распространяются.

Критерии перспективности оцениваются в баллах и приоритет имеют те узлы, которые набрали больше баллов:

— наличие граничного узла на граничных зонах первого или второго порядков;

— число линеаментов, пересекающих узел;

— интенсивность новейших тектонических движений внутри граничного узла (кроме непосредственного признака — различных врезов русел водотоков, о повышенной интенсивности новейших тектонических движений говорят повышенная обводненность и заболоченность территории уз-

Рис. 13.15. Ямал – пример линеаментов, рассекающих погружающуюся территорию при разных увеличениях. Прямоугольниками показаны фрагменты на изображениях более крупного масштаба

лов, контрастные формы рельефа, ломаные очертания границ типов рельефа, обилие оползней, карста, обрушения, проседания и др.);

— наличие кольцевой структуры в узле.

— наличие общегеологических критериев нефтегазоносности. Общегеологические критерии определяются из дополнительных данных для региона — обязательные — достаточная мощность осадочного чехла, наличие нефтематеринских пород, наличие коллекторов и покрышек, наличие ловушек. Если для района доступны более подробные данные о геологическом разрезе и строении территории, ими также следует воспользоваться. Иногда в районах с аридным климатом, удается прогнозировать прямые признаки нефтегазоносности (по изменению растительного покрова), прогнозировать ловушки, и другие признаки на основе геологического дешифрирования, что не входит в линеаментный анализ.

Карты должны составляться для площади, соизмеримой с областью нефтегазонакопления, поэтому любой локальный участок должен рассматриваться в его обрамлении.

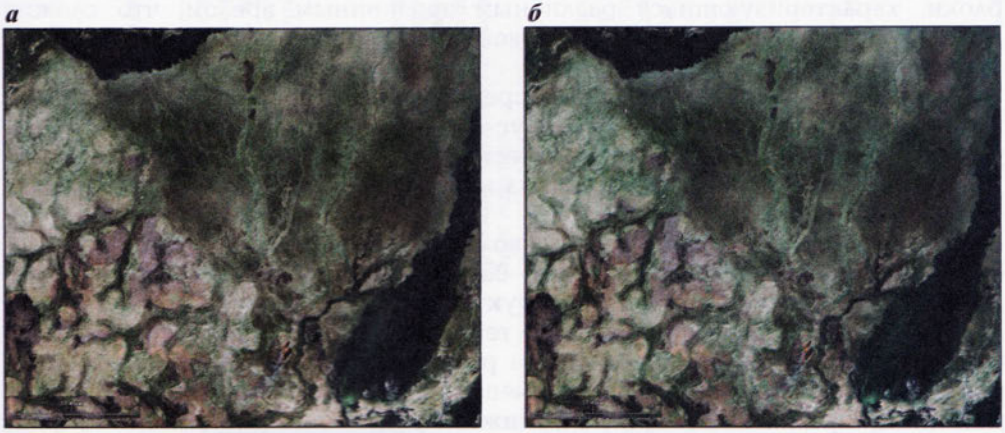


Рис. 13.16. Южный Судан. Юго-западный блок относительно поднимается, что выражается меньшей увлажненностью и большей расчлененностью рельефа.
Граница показана пунктирной линией

Задачи аэрокосмических методов на разных этапах и стадиях ГРР на нефть и газ. Применение аэрокосмических методов для производственных целей регламентировано в соответствующих инструкциях и положениях о стадийности геологоразведочных работ. Дешифрирование материалов аэро- и космических съемок входит в типовой комплекс работ как на региональном, так и на и поисково-оценочном этапах (табл. 13.3). Также эти работы могут входить, как составная часть при переинтерпретации геолого-геофизических материалов на разведочном этапе поисково-разведочных работ.

На космических снимках с наглядной очевидностью можно увидеть естественные границы нефтегазоносных провинций (рис. 13.17) и основных элементов их внутреннего строения (рис. 13.18).

Облик Прикаспийского региона обусловлен гигантской комплексной кольцевой структурой, состоящей из вложенных друг в друга колец и радиальных линеаментов, на который наложены сквозные надструктурные линеаменты (рис. 13.19). В Прикаспийском регионе практически все месторождения углеводородов располагаются на планетарных системах. 83 % известных подсолевых нефтегазопроявлений приурочено либо к активным мегалинеаментам и узлам их пересечений (принадлежащих, главным образом, к трансрегиональной сети и разделяющих блоки с различной новейшей тектонической активностью), либо к шестому кольцу (от центра). Месторождения-гиганты — Астраханское, Оренбургское, Тенгизское — относятся к ним же.

Космический портрет Прикаспия и её обрамления на снимках складывается в значительной мере из сочетания 3-х разнопорядковых элементов — сети трансрегиональных линеаментов, региональных линеаментов радиально-концентрической системы, формирующей облик гигантской кольцевой структуры, внутрирегиональных линеаментов и кольцевых структур различного размера, наблюдающихся по всей площади Прикаспийской синеклизы. Иногда они пересекаются, образуют линейные цепочки, или изометрические скопления. Трансрегиональные линеаменты пересекают Прикаспий и его герцинское обрамление без каких-либо заметных изменений. Перекрещиваясь между собой, они разделяют площадь на отдельные блоки, характеризующиеся различным эрозионным врезом, что сложит признаком различных скоростей новейших тектонических движений этих блоков.

Концентрическая подсистема представлена дуговыми линеаментами, которые кулисообразно заходят друг за друга, образуя при достаточной генерализации 9 кругов, концентрически сходящихся в урочище Тентексор (в кольцеобразной излучине р. Сагыз между пос. Жантерек, Мукур, Сагыз и грядой Актолагай).

Космические изображения позволяют по-новому посмотреть на разрозненные нефтеносные осадочные бассейны и обнаружить единую контролирующую их тектоническую структуру.

Расчленение нефтегазоносных территорий на тектонические блоки разного ранга, имеющих автономное развитие в течение разных отрезков времени, определяет зональное размещение промышленной нефтегазоносности в их пределах. Автономные движения блоков по разломам вызывают изменение мощности различных горизонтов осадочного чехла. Продольные и поперечные разломы, как правило, сопровождаются широким развитием вблизи них антиклинальных структур, в том числе и нефтегазоносных

Таблица 13.3

Задачи, решаемые дистанционными методами в системе нефтегазопоисковых работ

Этап	Стадия	Основные задачи	Ожидаемые результаты	Изучаемые объекты	Уровень генерализации материалов дистанционных съемок
Региональный	Прогноз нефтегазоносности	Тектоническое районирование. Нефтегазогеологическое районирование. Выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований	Уточнение границ нефтегазоносных провинций, соотношение пликативных и дизъюнктивных структур. Схемы разломно-блокового строения территории. Переинтерпретация на единой основе геолого-геофизических данных	Ландшафтные комплексы рангов стран, областей и провинций и линеаменты их разграничивающие	Глобальный и континентальный
	Оценка зон нефтегазонакопления	Выявление региональных и зональных структурных соотношений между различными тектоническими блоками. Уточнение тектонического и нефтегазогеологического районирования. Выделение наиболее крупных ловушек	Уточнение местонахождения и границ поднятий и прогибов, разломов	Особенности структуры ландшафтов рангов областей и провинций	Континентальный и региональный
Поисково-оценочный	Выявление объектов поискового бурения	Выявление условий залегания нефтегазоперспективных комплексов. Выявление и детализация перспективных ловушек. Выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение. Выбор мест заложения поисковых скважин	Выявление нефтегазопоисковых объектов. Установление разломно-блокового строения структурных ловушек. Тектонико-ландшафтное картографирование	Линеаменты как индикаторы ограничения нефтегазоносных комплексов. Выявление ландшафтных индикаторов эталонных структур	Региональный и локальный
	Подготовка объектов к поисковому бурению				
	Поиск и оценка месторождений	Установление разломно-блокового строения месторождения и зон с аномальными фильтрационными свойствами	Уточнение границ и определение структуры нефтегазопоисковых объектов Выявление прямых признаков углеводородов в исследуемом районе (создание эталонов)	Аномалии статистических характеристик сети мик-ролинеаментов Ландшафтные индикаторы прямых признаков углеводородов (создание эталонов)	Локальный и детальный
Разведочный	В зависимости от конкретных условий. На крупных залежах — выделение отдельных блоков. Экологический контроль				Детальный

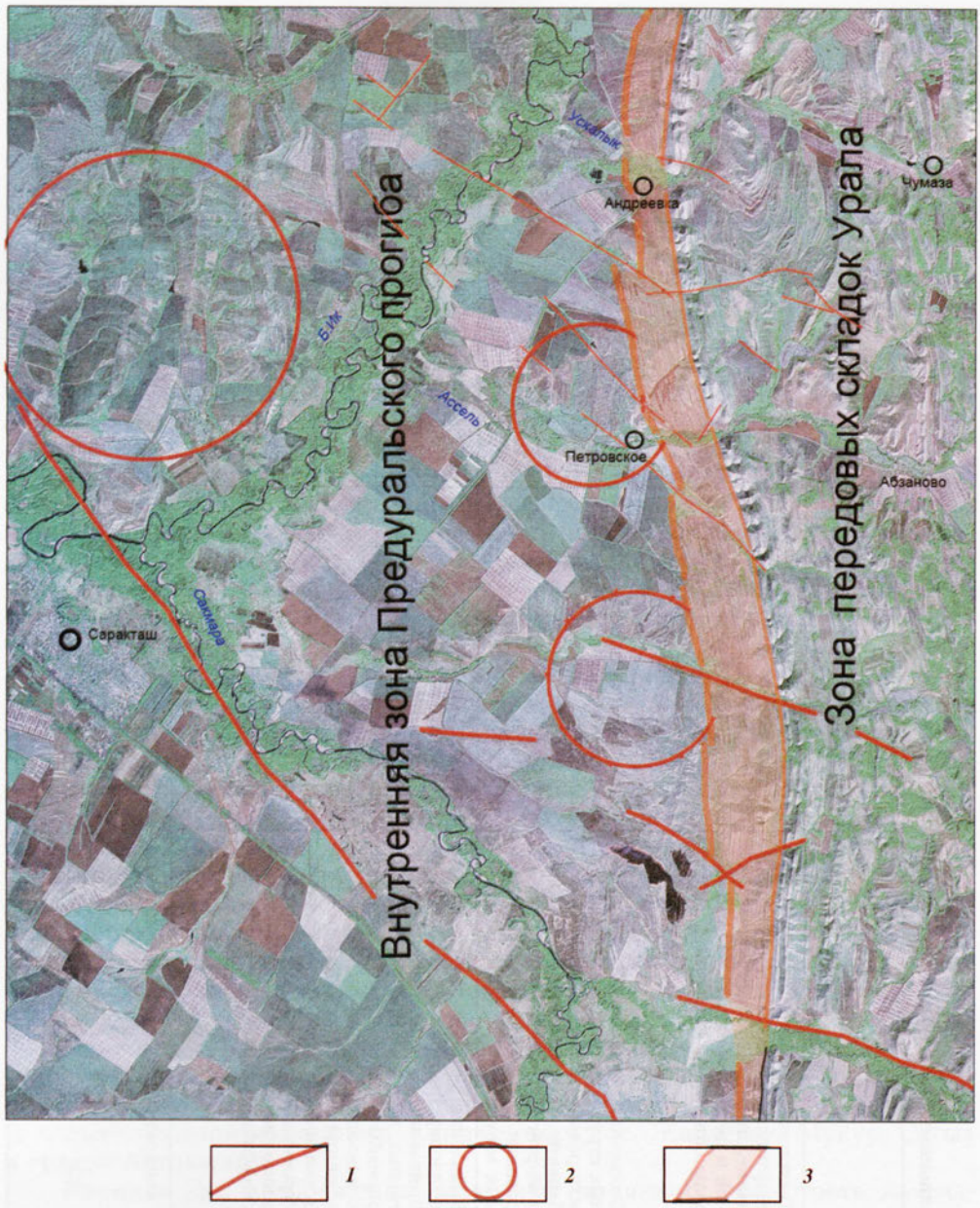


Рис. 13.17. Восточная граница Предкавказской нефтегазоносной провинции:
1 – линеаменты (разломы); *2* – кольцевые структуры (тектонические поднятия); *3* – граничная зона передовых складок Урала (складчатая область) и внутренней зоны Предуральского прогиба

[Башилов, 2004]. Движения по разломам улучшают коллекторские свойства пород, положительно влияют на режим подземных вод и при этом обычно не нарушают герметичность покрышек, так как локализуются в наиболее хрупких породах. Например, для Тимано-Печорской нефтегазоносной про-

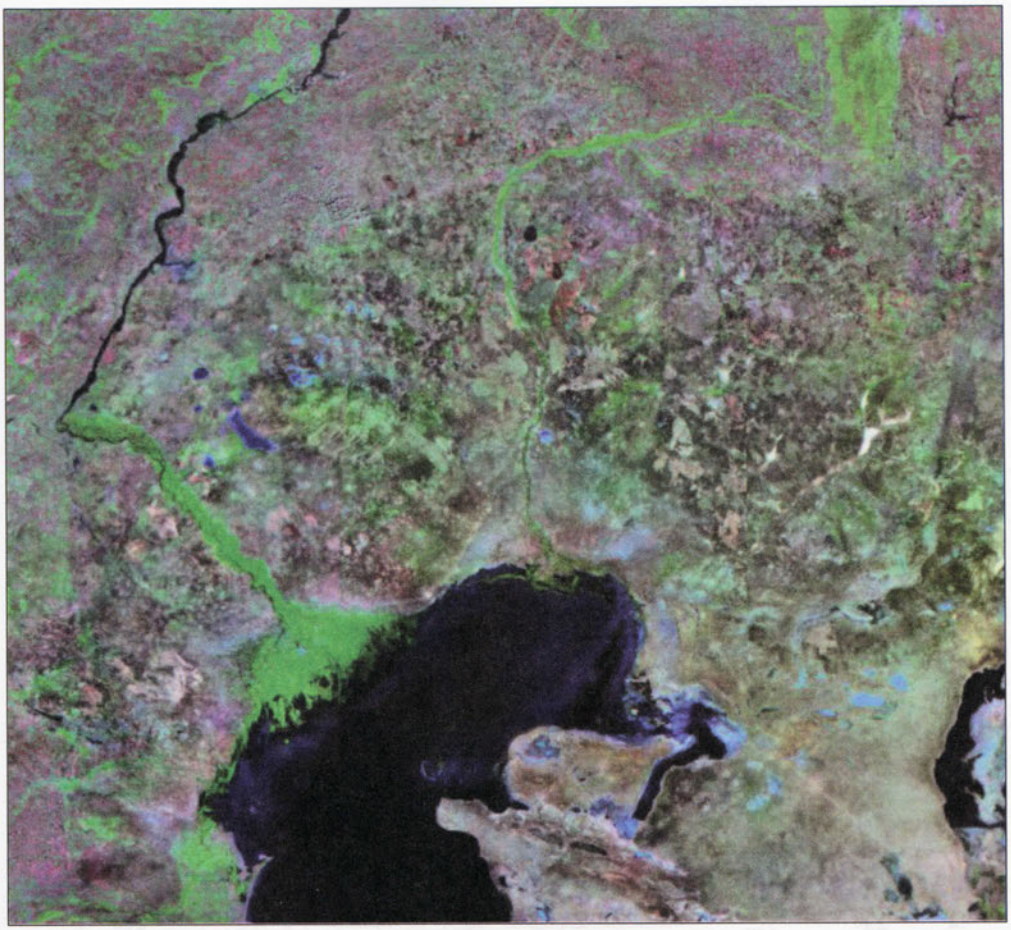


Рис. 13.18. Мозаика космических изображений Прикаспийской синеклизы. Отчетливо видны границы синеклизы и основные черты её внутреннего строения

винции установлена высокая степень корреляции между размещением пучков линеаментов разных направлений с картами доказанных разломов, изогипс кровли пермских отложений, поверхности фундамента, неотектонических движений и схемой расположения месторождений нефти и газа [Цай Юнь Фэй, 2008]. Сопоставление разломов, изображенных на космогеологической карте м-ба 1:2500000 [Космогеологическая, 1983] и месторождений углеводородов в большинстве случаев демонстрирует их территориальное совпадение (в 50 % случаев месторождения находятся непосредственно на разломе), или сближенность. 30 % месторождений отдалены от разлома на расстояние 25 – 50 км – расстояние, соизмеримое с его поперечником (рис. 13.20) [Милосердова, 2004].

Фотогеничность зон нефтегазонакопления зависит от многих факторов – генетического типа, положения в разрезе, климатической зоны и т.д. В табл. 13.4 приведены типичные дешифровочные признаки зон нефтегазонакопления различных классов.

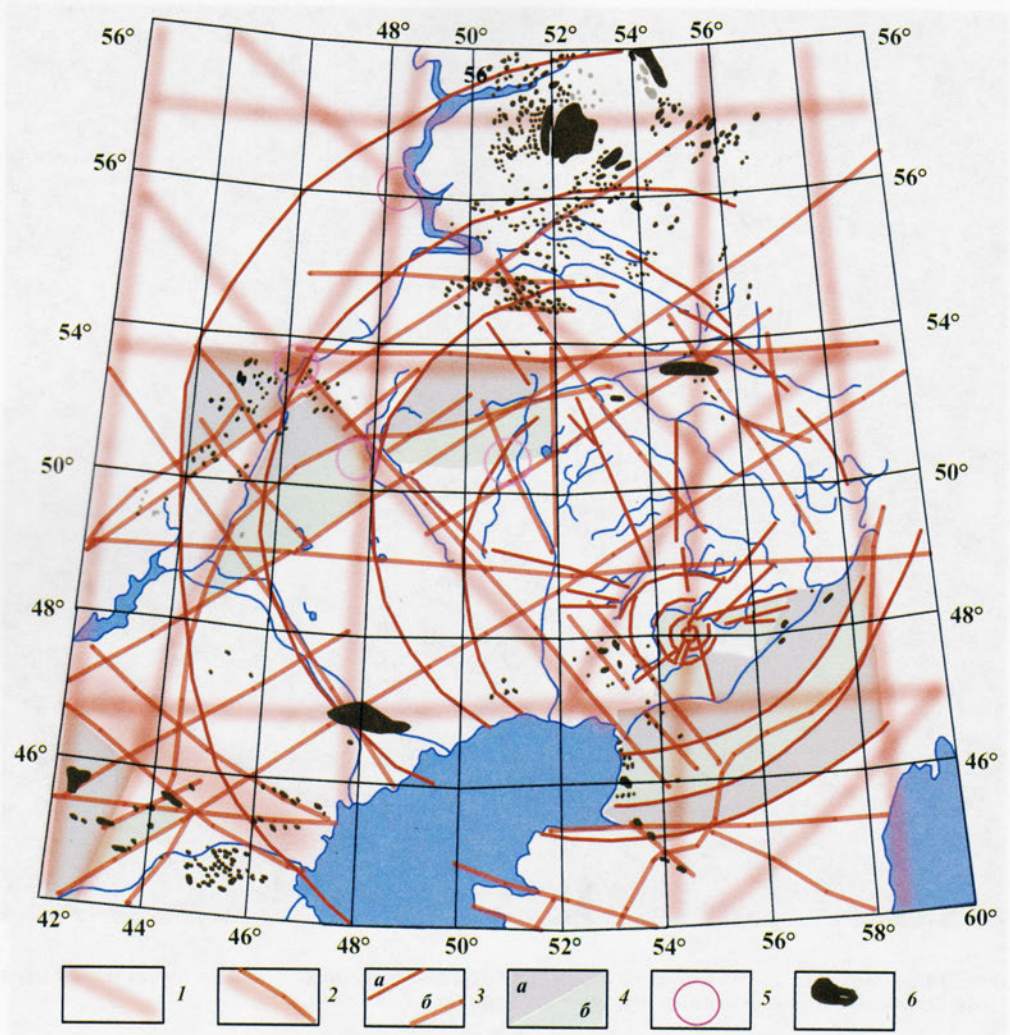


Рис. 13.19. Схема дешифрирования Прикаспийской синеклизы и её обрамления. Условные обозначения:
1 – линеаменты трансрегиональной сети, отражающие разломы; *2* – линеаменты, разделяющие тектонические блоки; *3* – линеаменты региональной сети: *а* – радиально-концентрической системы, *б* – планетарной системы; *4* – поднимающиеся (*а*) и опускающиеся (*б*) блоки; *5* – линеаментные узлы; *6* – известные месторождения нефти и газа

При более детальных работах, на космических изображениях нередко можно выделить фотоаномалии, сопоставляемые с ловушками углеводородов. Как правило, наилучшим образом выявляются структурные и рифогенные ловушки. Как правило, площадь морфоаномалии, фиксирующей ловушку, превышает, а её контур обобщает площадь структуры, выделенной по глубоко залегающим горизонтам чехла, построенным по сейсмическим и буровым данным.

Оценка результатов космоструктурных исследований, проведенных в пределах основных космоструктурных провинций России, показывает их

Рис. 13.20. Сопоставление разломов кольцевых структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и месторождений углеводородов:
1 – месторождения (*а* – нефтяные, *б* – газонефтяные, *в* – газовые); *2* – линеаменты, сопоставляемые с разломами

Таблица 13.4

Дешифрируемость зон нефтегазонакопления и их характерные дешифровочные признаки

Класс	Группа	Дешифрируемость и условия обнаружения на материалах дистанционных съемок	Характерные дешифровочные признаки	Характерный рисунок фотоизображения (структурный образ зоны)
Структурный	Связанные с линейно вытянутыми валоподобными поднятиями	Хорошая при унаследованности развития	Система субпараллельных линеаментов с цепочкой зажатых между ними кольцевых структур. Линеамент с «насаженной» на него цепочкой кольцевых структур	
	Связанные с изометрическими куполовидными поднятиями	Хорошая при унаследованности развития	Система концентрических и радиальных кольцевых структур, образующих рисунок «битой тарелки». Малые кольцевые структуры, как ожерелье окружающие большую	
	Связанные с региональными разрывными нарушениями	Хорошая при унаследованности развития	Линеамент, сопровождаемый кольцевыми структурами	
	Связанные с зонами развития солянокупольной тектоники	Хорошая	Соляные купола в надсолевых толщах отражаются в виде локальных участков с аномально высокой интенсивностью денудационных процессов	
	С регионалыми зонами трещиноватости пород	Хорошая	Системы линеаментов и их узлы	

Продолжение табл. 13.4

Класс	Группа	Дешифрируемость и условия обнаружения на материалах дистанционных съемок	Характерные дешифровочные признаки	Характерный рисунок фотоизображения (структурный образ зоны)
Рифогенный	С рифогенными образованиями	Возможно в случае унаследованного геологического развития различного формационного выполнения	Разнообразные, зависят от конкретных условий	
Литологический	Связанные с региональным изменением литологического состава и выклинивания коллекторов вверх по восстанию пластов	Плохая, возможна в случае открытого, или полуоткрытого природного резервуара	Аномалии спектральной яркости за счет изменения окраски почв и угнетения растительного покрова	
	Связанные с песчаными образованиями вдоль прибрежных частей древних морей	Плохая. Возможна, если выше по разрезу развиваются унаследованные структуры за счет различного уплотнения осадков. В случае открытых или полуоткрытых природных резервуаров	Аномалии спектральной яркости за счет изменения окраски почв и угнетения растительного покрова. Зависит от конкретных условий	
Стратиграфический и литолого-стратиграфический		Очень плохая. Только в случае контроля тектонического строения системой разрывов сквозного развития	Системы линеаментов, формирующих различный рисунок	

Таблица 13.5

Оценка результативности космоструктурных исследований по результатам поисковых работ (по Д.М. Трофимову с сокращениями) [Трофимов, 2004 а]

Нефтегазоносная провинция	Региональные структуры	Общая подтверждаемость сейсморазведочными работами
Восточно-Сибирская	Камовский свод Байкитской антеклизы	63
	Хапчагайский вал Силюйской синеклизы	89
	Линденская впадина	86
Западно-Сибирская	Гыданский свод	85
	Салымский свод	92
Тимано-Печорская	Хорейверская впадина	65
Прикаспийская	Северный бортовой уступ	80
	Восточный бортовой уступ	47
Волго-Уральская	Бузулукская впадина	85
	Мелекесская впадина	55

относительно высокую подтверждаемость последующими сейсмическими работами (табл. 13.5).

При подготовке ловушки к поисковому бурению важно иметь комплекс сравнительно дешевых методов, которые помогут отличить пустую ловушку от залежи. Для этого традиционно применяются геохимические методы. Дистанционными методами их можно обнаружить по «голубому сдвигу» спектральной яркости растений. Он обусловлен тем, что даже небольшие количества углеводорода, мигрирующего из месторождения к поверхности Земли и скапливающегося в почве, негативно влияют на корневую систему растений, приводящих к изменению количества каротиноидов, определяющих изменение окраски листьев. Это тонкий эффект регистрируется в спектральном диапазоне 10 – 20 [Трофимов, 2009 б]. Негативное влияние на корневую систему растений можно также обнаружить по более позднему развитию растений весной и более раннему увяданию осенью, изреженностью растительного покрова и другим признакам.

Благодаря дистанционным методам на стадии выявления ловушек нефти и газа и подготовке их к поисковому бурению, использование аэрокосмических методов позволяет оптимизировать протяженность и расположение сейсмопрофилей, сократить сроки работ, уменьшить затраты и повысить достоверность прогнозирования.

При выборе лицензонного участка фирмы с помощью анализа космических снимков могут до покупки пакета документов предварительно оценить сравнительную привлекательность той или иной территории.

При разведки месторождения важно выявить наличие разломов или зон трещиноватости в залежи. Особенно это важно для карбонатных коллекторов. Трещиноватость с высокой эффективностью определяется с пмощью дистанционных методов, что подтверждено и для терригенных коллекторов (на Уренгойском, Ямбургском, Ловинском месторождениях) и для карбонатных коллекторов (Куюмбинском и Юрубченском месторождениях [Малышев, 2009].

При разработке месторождений дистанционные методы широко применяются для экологического контроля и слежения за современными техногенными и природными движениями на площади месторождений.

При разработке месторождений дистанционные методы применяют для мониторинга просадок над месторождениями. Так как и природные, и техногенные смещения земной поверхности в районах промысловой, транспортной и жилой инфраструктуры потенциально опасны, обычно за ними организуется система наблюдений. Традиционно она осуществляется контролем за смещением сети реперов. Геодезические наблюдения не могут выполняться в мониторинговом режиме, и промежуток между повторными наблюдениями может достигать 20 лет.

Поэтому для контроля деформаций земной поверхности начинают применять станции глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) – GPS и ГЛОНАСС, интегрированных в сеть постоянно действующих станций IGS (Международной службы ГНСС). Эта технология позволяет получать все три координаты станций ГНСС, расположенных на территории месторождения, в режиме реального времени с точностью порядка 5 мм. Однако такой подход позволяет получать значения смещений только в точках наблюдения. Построение же достоверной непрерывной карты деформаций земной поверхности на всю площадь по этим данным невозможен, поскольку между узловыми точками выполняется интерполяция.

Принципиальное преимущество дифференциальной радиолокационной интерферометрии перед другими методами мониторинга вертикальных и плановых деформаций заключается в прямом измерении деформаций рельефа, произошедших за период между съемками. Получаемый в результате интерферометрической обработки файл смещений, показывает интегральную картину деформаций. Обычно она складывается из различных природных и техногенных составляющих.

Сопоставительный анализ результатов этих трех независимых методов наблюдений за смещениями земной поверхности (повторное нивелирование, наблюдения ГНСС и космическая дифференциальная радиолокационная интерферометрия) позволяют осуществлять взаимоконтроль и уточнение фиксируемых смещений.

Примером такого комплексного мониторинга смещений земной поверхности космическими, геодезическими и расчетными методами явилось Заполярное газоконденсатонефтяное месторождение. Для анализа смещений по площади была привлечена интерферометрическая пара радиолокационных снимков за июль 2004 и август 2005 гг., сделанных со спутника ENVISAT (Европейское космическое агентство). По результатам специализированной дифференциальной интерферометрической обработки этих снимков была построена карта вертикальных смещений земной поверхности в единицах разности фаз, которая приведена на рис. 13.21.

С этой картой совмещены ранее полученные данные по районированию геокриологических процессов, изолинии оседаний прогнозной мульды сдвижения горных пород и инфраструктура Заполярного месторождения.

Широкие возможности применения аэрокосмических методов в практике нефтегазопоисковых работ связано с большой их результативностью при незначительных затратах труда и средств. Эти методы позволяют точнее нацеливать более дорогостоящие геохимические, геофизические и буровые работы, сокращать их объем, ускорять время проведения геолого-структурной съемки. Аэрокосмические методы применяются и как самостоятельный вид работ, и как обязательная составляющая в комплекс нефтегазогеологических работ, являясь основой для интерполяции точечных

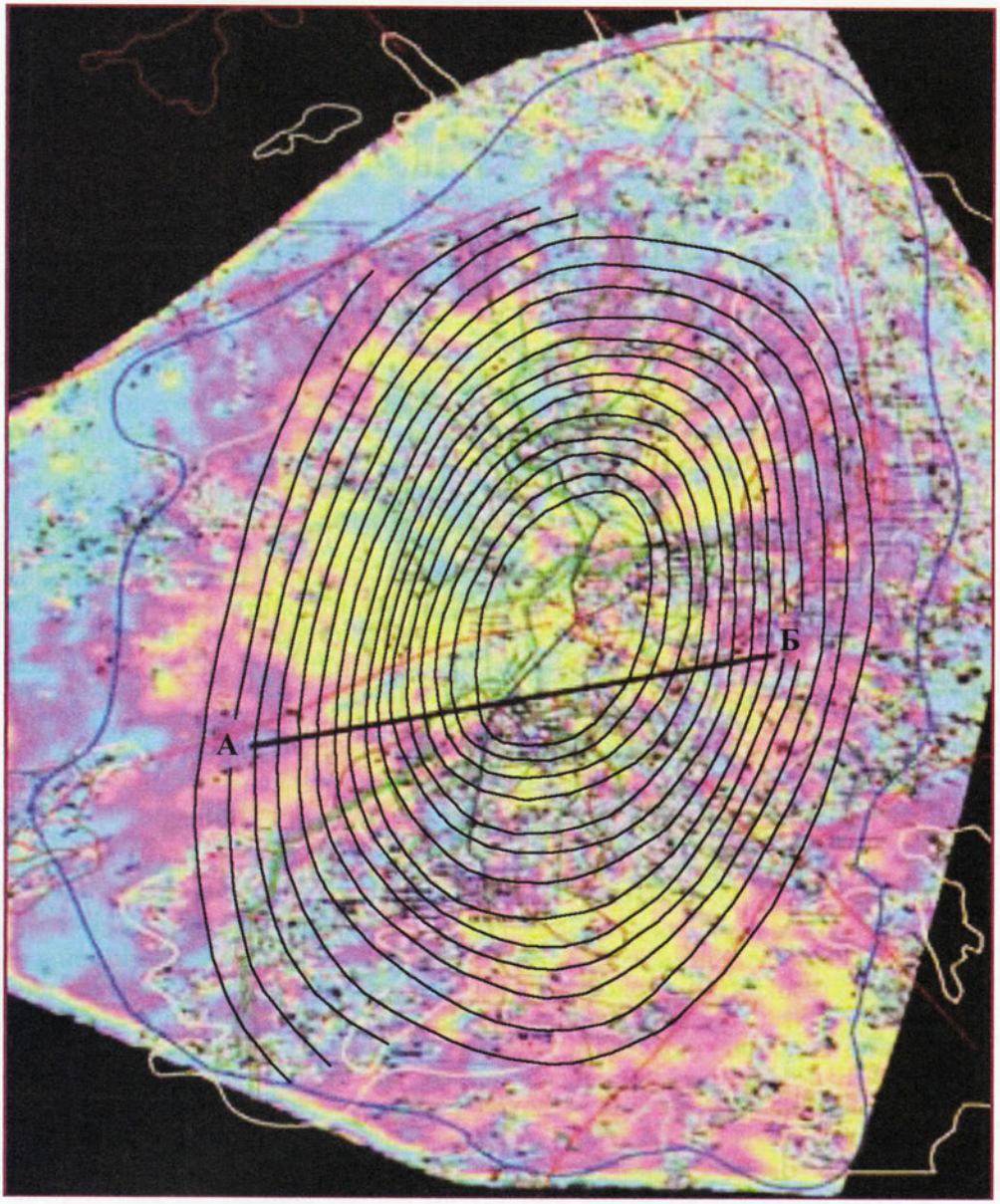


Рис. 13.21. Дифференциальная интерферограмма, показывающая смещение земной поверхности на Заполярном месторождении за 2004–2005 г. (по Баранову, 2008)

наблюдений, своеобразным «информационным цементом» для других геологических данных.

* * *

Снимки позволили по-новому увидеть Землю. Так на одном из первых крупных обобщений результатов дешифрирования космических снимков — космогеологической карте СССР м-ба 1:250 000 [Космогеология СССР,

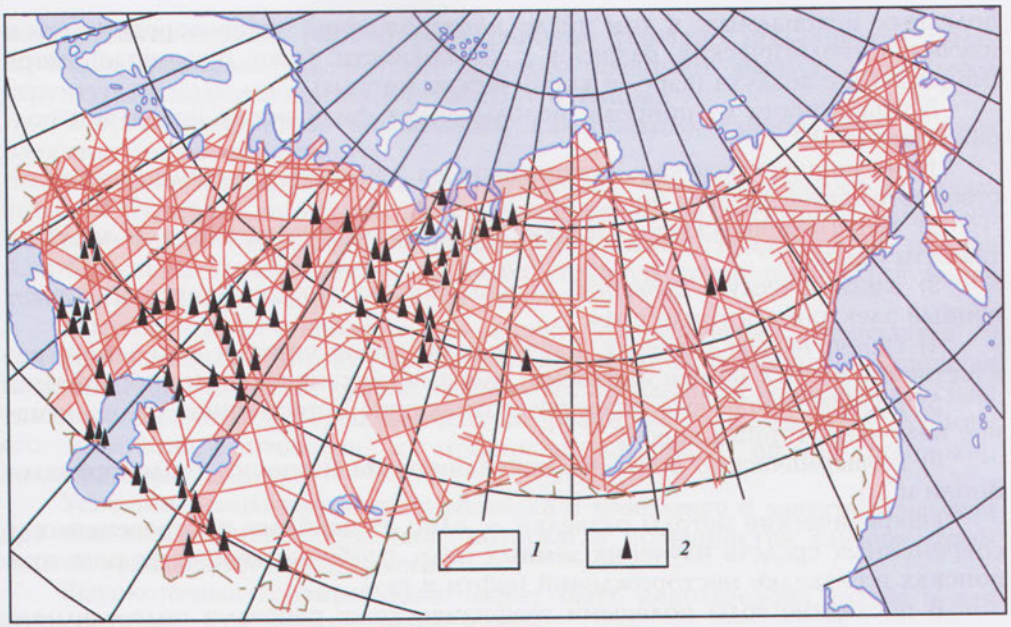


Рис. 13.22. Линеаментная сеть и месторождения нефти и газа СССР (по В.В. Архангельской) с сокращениями:
1 — линеаменты и линеаментные зоны, *2* — месторождения нефти и газа

1987] была выявлена сеть периодических линеаментов, пересекающих как платформенные, так и складчатые системы и выходящие зачастую за пределы континента. Для большей части этих линеаментов и линеаментных зон установлена разломная природа. Впоследствии была установлена пространственная приуроченность большинства эндогенных месторождений, особенно крупных, с выделенными на этой карте линеаментами и узлами их пересечений [Корчуганова, Корсаков, 2009]. Линеаментные зоны и узлы их пересечеия нередко сопровождаются кольцевыми структурами. Считается, что это участки аномально высокой раздробленности и проницаемости земной коры (узлы длительной тектонической активности), к которым приурочены наиболее интенсивные проявления гидротермальных процессов. В них наиболее ярко выражены аномальные геологические, геоморфологические, геоморфологические, геофизические и геохимические признаки (рис. 13.22).

Аэрокосмический метод — косвенный. Он обязательно требует подтверждения независимыми, контактными работами.

13.6. ПОЛЕВЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Значительная роль в решении основных задач геологоразведочного процесса на всех его этапах и стадиях принадлежит методам полевой геофизики. Как известно, полевые геофизические методы составляют комплекс методов, применяемых с целью поисков и разведки месторождений

полезных ископаемых, в том числе месторождений углеводородов, путем изучения геологических разрезов с поверхности суши (наземные), моря (морские) и с воздуха (аэро- и космические методы).

В зависимости от природы используемых физических полей они подразделяются на:

1) *магнитную разведку*, основанную на изучении распределения естественного геомагнитного поля;

2) *гравиметрическую разведку*, изучающую естественное поле силы тяжести Земли;

3) *электрическую разведку*, использующую искусственные и естественные электромагнитные поля;

4) *сейсмическую разведку*, изучающую поле упругих колебаний, искусственно возбуждаемое взрывами, ударами, механическими вибрациями;

5) *радиометрическую разведку*, изучающую естественное радиоактивное излучение горных пород;

6) *геотермическую разведку*, основанную на изучении теплового поля Земли и др.

Геофизические методы разведки — одно из наиболее прогрессивных и современных средств изучения земных недр, особенно велика их роль при поисках и разведке месторождений нефти и газа.

В последние годы полевыми геофизическими работами подготавливается к глубокому бурению основное количество структур во всех нефтегазоносных областях страны.

Рассмотрим кратко основные полевые геофизические методы исследований, применяемые при поисково-разведочных работах на нефть и газ.

Магниторазведка. Метод основан на изучении особенностей магнитного поля, связанных с различными магнитными свойствами горных пород. Изменение магнитных свойств и разные формы залегания магнитных пород создают различные магнитные аномалии, т.е. отклонения напряженности геомагнитного поля в данном районе от нормальных его значений для данной области.

При благоприятных геологических условиях по данным магниторазведки могут выделяться крупные структурные зоны и производиться трассирование зон нарушений.

Магниторазведка успешно применяется в областях развития соляной тектоники для поисков соляных куполов. Магниторазведка может также применяться для поисков соляных куполов, исходя из диамагнитных свойств соли.

При поисках нефти и газа применяется в основном аэромагнитная съемка. Наилучшая эффективность магниторазведки отмечается при комплексном проведении магниторазведки с другими геофизическими методами. Магниторазведку обычно эффективно используют в комплексе с гравиметрической съемкой. Большим преимуществом этого метода является возможность исследовать обширные территории с затратой сравнительно малого времени, особенно при применении аэромагниторазведки.

Гравиразведка. Метод основан на изучении естественного поля силы тяжести на земной поверхности, что позволяет выявлять аномалии гравитационного поля, обусловленного изменением плотности.

Гравиразведка применяется на стадиях детальных нефтегазопоисковых работ для поисков зон развития рифовых образований и соляно-купольных структур; выявления и трассирования региональных разрывных нару-

шений. В последние годы в ряде районов успешно применяется высокоточная гравиразведка, которая нередко позволяет выявлять локальные структуры с подготовкой их к глубокому бурению.

С гравитационными аномалиями, как правило, связываются и зоны развития локальных структур.

Большинство структурных зон и отдельных локальных поднятий складчатых областей обычно выражаются максимумами силы тяжести, например в Грозненской области, Западной Туркмении, Гянджинском районе Азербайджана. Однако часть локальных структур может выделяться также локальными минимумами.

Высокая эффективность поисковой гравиразведки отмечается в соляно-купольных областях (Прикаспийская впадина, Днепровско-Донецкая впадина и др.). Соляные купола выделяются локальными минимумами силы тяжести, величина которых зависит от размеров соляного тела, глубины его залегания, литологии и мощности каменной шляпы (кепрока), покрывающей соль.

Успешно используется гравиразведка в комплексе с электроразведкой при поисках рифовых массивов, которые в большинстве случаев отмечаются локальными максимумами.

Высокоточная гравиразведка может быть использована также и для прямых поисков скоплений нефти и газа.

Электроразведка. Метод основан на изучении естественных и искусственных электромагнитных полей, возникающих в земной коре под воздействием источников постоянного и переменного тока. Электрические методы разведки применяются для решения задач структурной геологии при поисках нефтяных и газовых месторождений.

Основной объем электроразведочных работ выполняется на стадии детальных нефтегазопоисковых работ. При этом с помощью электроразведки в благоприятных геологических условиях могут успешно решаться следующие задачи: геологического картирования районов, покрытых наносами, в том числе морских площадей при глубинах моря не более 200 м; поисков валоподобных поднятий и отдельных локальных структур, перспективных на нефть и газ с амплитудами не менее 10–15 % от глубины залегания опорного горизонта; структурного картирования для изучения строения отдельных структурных зон, выявления и трассирования зон нарушений и т.д.

При детальных нефтегазопоисковых исследованиях применяются следующие методы электроразведочных работ: метод теллурических токов (метод ТТ), метод вертикального электрического зондирования (метод ВЭЗ), электрического профилирования. В последнее время все больше применяется электроразведка методом петли, методом двусторонних зондирований и др.

Метод ТТ, основанный на изучении естественных электрических полей, может успешно применяться при наличии в исследуемом районе достаточно интенсивных вариаций теллурических токов. Метод теллурических токов успешно используется для тектонического районирования. Кроме того, он позволяет производить структурное картирование и поиски локальных структур, которые на картах выделяются повышенными значениями средней напряженности поля теллурических токов.

Наилучшие условия для решения задач детальных поисков методом ТТ отмечаются при резко выраженном рельефе опорного горизонта и хоро-

шей выдержанности разреза. В этих условиях при проведении крупномасштабных съемок можно обнаруживать локальные поднятия с амплитудами не менее 10 % от глубины залегания основного горизонта. Метод ТТ в последние годы в значительных объемах применяется в различных платформенных и складчатых областях для картирования рельефа фундамента, выделения крупных структурных элементов и отдельных локальных структур.

Методы зондирования и профилирования основаны на изучении искусственно создаваемых электрических полей и производятся с помощью постоянного тока.

Метод ВЭЗ дает возможность изучать геологический разрез в различных точках исследуемой территории и определять глубины залегания выбранного опорного электрического горизонта, что достигается измерением на поверхности земли кажущихся удельных сопротивлений пород при помощи установки последовательно изменяющейся длины, т.е. при постепенном увеличении расстояния между питающими электродами. Этот метод дает наилучшие результаты в районах развития пологой складчатости при наличии в разрезе опорных электрических горизонтов и отсутствии экранирующих горизонтов. Метод ВЭЗ показал высокую эффективность при структурном картировании в различных районах Русской платформы, Средней Азии, Предкавказья, Сибири, при поисках рифов в Предуральском прогибе и др.

Метод профилирования, наоборот, применяется при более крутых углах падения и наличии зон нарушений. С его помощью производится исследование изменения по площади кажущихся удельных сопротивлений пород на некоторой средней глубине. Для этого исследования производятся с постоянной установкой, т.е. при постоянном разносе электродов. В результате строится карта равных сопротивлений, которая позволяет судить об особенностях геологического строения района на определенной глубине, соответствующей размерам установки.

На электропрофилях или картах удельных сопротивлений над антиклинальными структурами наблюдается увеличение кажущихся сопротивлений в том случае, когда структура сложена породами высокого сопротивления. Если сводовые части структур сложены породами пониженного сопротивления по сравнению с породами, слагающими крылья, то на профилях или картах удельных сопротивлений будет наблюдаться обратная картина.

Сейсморазведка. Сейсмическая разведка представляет собой совокупность методов исследования геологического строения (структуры, вещественного состава и динамического состояния) земной коры, основанные на использовании упругих волн, возбуждаемых искусственно. Сейсмическая разведка является важнейшим геофизическим методом при поисках и разведке полезных ископаемых, инженерных изысканиях, изучении глубинного строения Земли и может применяться самостоятельно или в комплексе с другими геофизическими, геологическими и геохимическими методами исследования земных недр.

Основные методы сейсмической разведки определяются видом регистрируемых и преимущественно используемых волн:

— метод отраженных волн (МОВ),

— метод преломленных (головных) волн (МПВ).

В свою очередь МОВ и МПВ подразделяют на моноволновые методы, основанные на регистрации волн одного типа (продольных, поперечных

или обменных), и многоволновые, предусматривающие совместное использование волн разных типов.

В последнее время основное значение приобрели методы общей глубинной точки (МОГТ) и регулируемо-направленного приема (МРНП), способ управляемого плоского фронта (УПФ) и др.

Метод отраженных волн основан на регистрации волн, отраженных от поверхности раздела горизонтов пород, обладающих различными волновыми сопротивлениями.

Корреляционный метод преломленных волн (КМПВ) основан на регистрации волн, образующихся при падении упругой волны на границу раздела сред под критическим углом.

В основе МРНП лежит учет фазового сдвига отражений, записанных на сейсмограммах, обусловленных неодинаковым направлением прихода отраженных волн. Это позволяет разделить на сейсмограммах интерферирующие колебания, возникающие в районах сложной тектоники, наличия нарушений, несогласий и др. В настоящее время в нарастающих объемах широко применяется сейсморазведка по способу общей глубинной точки (МОГТ), позволяющая при соответствующих системах наблюдений и обработке результатов на аналоговых и цифровых вычислительных машинах получать достоверную информацию о строении глубокозалегающих и сложно построенных комплексов. В отличие от МОВ способ МОГТ позволяет ослабить влияние кратных волн, более эффективно анализировать характер волнового поля и природу регистрируемых волн.

По разрешающей способности и глубинности ведущая роль среди всех геофизических методов принадлежит сейсморазведке МОГТ.

В зависимости от условий проведения работ, характера решаемых задач, приемов регистрации, обработки и интерпретации волнового поля различают сейсморазведку: сухопутную и морскую, наземную и скважинную, профильную и площадную, двумерную и трехмерную (объемную), многокомпонентную и поляризационную.

Сейсморазведка является составной частью комплекса геологоразведочных работ. По целевому назначению различают сейсморазведку нефтегазовую, рудную, угольную и инженерно-геологическую.

По степени детальности исследований и их назначению выделяют следующие **этапы работ**:

1. Региональные сейсмические работы, предназначенные для общего изучения геологического строения обширных территорий, общей оценки перспектив нефтегазоносности, выявления и регионального прослеживания нефтегазоперспективных комплексов пород, выделении районов, представляющих интерес для постановки поисковых работ.

2. Поисковые сейсмические работы, проводимые для выявления и локализации объектов, перспективных на нефть и газ, с целью их подготовки под поисковое бурение.

3. Детальные сейсмические работы, проводимые для изучения формы, строения и структурно-формационных характеристик выявленных объектов с целью подготовки и передачи их под разведочное бурение или для доразведки объектов в процессе разведочного и эксплуатационного бурения.

Основные задачи поисковых сейсмических работ следующие: поиски зон развития региональных поднятий и отдельных локальных структур, перспективных на нефть и газ; обнаружение возможных дизъюнктивных

нарушений, несогласий между различными горизонтами и в некоторых случаях резких литологических изменений отдельных толщ и комплексов и границы их выклинивания. Поисковые сейсмические работы производятся по разреженной сетке профилей или системе зондировании обычно с использованием метода отраженных волн.

Основная цель детальных сейсмических исследований — детализация строения отдельных локальных структур для подготовки их к поисковому бурению. Детальными сейсмическими исследованиями могут решаться также вопросы соотношения структурных планов по отдельным горизонтам, выяснение закономерностей смещения сводовых частей поднятий и изменения мощностей в пределах различных частей структуры. Эти данные во многом помогают установить характер структуры, условия ее формирования и степени перспективности в нефтегазоносном отношении. Детальные сейсмические работы проводятся на основании результатов поисковых работ по сгущенной системе профилей, как правило, МОГТ.

В отдельных районах со сложными сейсмогеологическими условиями более надежные результаты дает применение сейсморазведки методом регулируемо-направленного приема (РНП).

Сейсмические исследования успешно применяются для изучения акваторий многих морей. В акватории Южного Каспия сейсморазведкой было выявлено большое количество локальных структур. Однако изучение строения их сводовых частей затрудняется широким развитием тектонических нарушений, благодаря чему они выделяются как «слепые зоны», т.е. зоны отсутствия отражений.

Сейсмические работы выполняются в основном методом отраженных волн по способу общей глубинной точки (МОГТ).

Методика полевых работ должна отвечать требованиям инструкции по сейсморазведке и рекомендациям по методике получения сейсмической записи повышенной разрешающей способности, с учетом опыта предыдущих работ на прилегающих территориях.

Выбор **системы наблюдений** определяется геологической задачей и связанными с ней требованиями к сейсмическим работам (по глубинности исследований, разрешенности записи, уровню отношений сигнал/помеха и др.), орогидрографическими и сейсмогеологическими условиями, а также экономическими факторами.

При непрерывном профилировании МОВ пункты взрыва располагаются через постоянные расстояния (взрывные интервалы). Взрывной интервал выбирается таким, чтобы обеспечивалось при выбранной системе наблюдений прослеживание всех волн, подлежащих изучению.

Многократное непрерывное профилирование МОВ (МОГТ) является эффективным средством увеличения глубинности, детальности и надежности сейсмической разведки. Системы наблюдений МОГТ обычно отрабатываются при одновременном перемещении ПВ и приемной расстановки по профилю в одну и ту же сторону.

Расположение **сети наблюдений** определяется задачами работ, глубинными и поверхностными сейсмогеологическими условиями.

Сети наблюдений должны быть увязаны со скважинами, расположенными на площади исследований (или вблизи нее). В сеть профилей могут включаться специальные профили, проходящие через скважину.

Выбор оптимальной плотности сети сейсмических профилей при выявлении и подготовке перспективного объекта предлагается осуществлять

согласно методике, разработанной в ЦГЭ. Для практического решения задачи выбора оптимальной плотности сети профилей предложен ряд формул и построена совокупность номограмм. Методика позволяет для конкретного заданного района одновременно выбирать следующие три параметра: плотность сети сейсмических профилей при выявлении объектов — $\rho_в$, плотность при подготовке их к поисково-разведочному бурению — $\rho_п$ (результирующая плотность $\rho = \rho_в + \rho_п$), процент g объема погонных километров сейсмических профилей, затрачиваемых на выявление объектов, от общего объема на выявление и подготовку объектов.

Рекомендуемые расстояния между сейсмическими профилями зависят от размера объект изучения.

При поисковых сейсмических работах плотность наблюдений должна быть такой, чтобы выявление локального объекта обеспечивалось его пересечением не менее чем двумя профилями. Расстояние между соседними профилями должно находиться в указанных выше пределах. но не превышать 50 % предполагаемой длины большой оси структуры в сложных сейсмологических условиях и 70—80 % — в простых сейсмологических условиях.

При детальных сейсмических работах густота сети выбирается такой, чтобы обеспечивалась достаточная точность отображения структуры (объекта) в плане. Не следует сгущать профили выше предела, за которым ошибка интерполяции уже не влияет на точность карты. При изучении структур, расчлененных на отдельные блоки, каждый блок должен быть исследован с помощью самостоятельной сети наблюдений.

Для уточнения геологического строения отдельных участков допускается проведение дополнительных детализационных работ.

Профильные наблюдения рекомендуется вести по прямым линиям. Исключение составляют работы, проводимые в условиях сложного рельефа или густонаселенной местности, где допускается использование криволинейных (ломаных) профилей. В точках излома и пересечения профилей рекомендуется помещать пункты взрыва.

Площадные наблюдения при решении задач объемной сейсморазведки проводятся, по возможности, по регулярной сети распределения пунктов возбуждения и приема с обязательным обеспечением равномерного распределения по площади глубинных точек отражений. Плотность наблюдений выбирается с учетом геологических задач и требований последующей трехмерной обработки данных, в том числе пространственной миграции в ортогональных направлениях.

При повторном проведении работ с применением новой техники или технологии проектируемая сеть профилей должна частично или полностью включать ранее отработанные профили.

Оптимальность методики полевых работ следует оценивать, исходя из пригодности полевого материала для построения скоростной модели среды и решения задач прогнозирования геологического разреза (ПГР).

Обязательны специальные работы по изучению параметров зоны малых скоростей (ЗМС) и зоны переменных скоростей (ЗПС). Изучение верхней части разреза (ВЧР) проводится с целью определения скоростей распространения упругих волн в верхних слоях для выбора наиболее благоприятных условий возбуждения колебаний, для определения статических поправок за неоднородности верхней части разреза и исключения ее влияния на глубинное волновое поле.

Систематические погрешности сейсмических поправок должны быть не менее чем в два раза меньше амплитуды поднятия. Расстояние между пунктам приема, как правило, не должно превышать 50 м. Поднятие должно прослеживаться не менее чем на 12 трассах временного разреза.

С помощью формул и номограмм при различных значениях плотности сети сейсмических профилей при выявлении и подготовке площадей рассчитываются ожидаемые качественные и количественные показатели результатов сейсморазведочных работ: вероятность подтверждения подготовленного объекта глубоким бурением, вероятность пропуска нефтегазоперспективного объекта, число выявленных и подготовленных объектов, величина подготовленных ресурсов углеводородов категории C_3. Считается, что качество подготовки нефтегазоперспективных объектов определяется обеими стадиями, а за пропуск объектов ответственна только стадия выявления. При этих ограничениях выбирается плотность сети профилей, обеспечивающая наибольшую величину подготовки ресурсов C_3. При планировании работ необходимо, чтобы, с одной стороны, не иссякал фонд выявленных объектов, а с другой, хватало погонных километров профилей для проведения качественной подготовки к глубокому бурению, необходимого числа выявленных объектов.

При обработке материалов необходимо применять граф обработки сейсмических данных с сохранением истинных соотношений амплитуд, обычно используемых в работах по прогнозированию геологического разреза (ПГР), миграцию. Расчет эффективных и интервальных скоростей — обязательная часть обработки. Эти процедуры должны выполняться в наиболее полном объеме. Визуализацию временных разрезов следует производить на нескольких усилениях в двух полярностях с тем, чтобы наилучшим образом можно было оценить динамику и рисунок сейсмической записи. Из специальных процедур ПГР с целью динамического анализа как минимум на двух ортогональных профилях, ближе всего расположенных к своду поднятия, обязательным является применение программы динамический анализ комплексных трасс с целью получения разрезов мгновенных амплитуд, фаз, частот. Дополнительно может быть проведено псевдоакустическое преобразование при наличии скважинных данных (ВСП, АК).

На различных этапах и стадиях геологоразведочных работ необходимо учитывать особенности и эффективность применения различных методов полевых геофизических работ.

13.7. БУРОВЫЕ РАБОТЫ

Основной способ получения геологической информации при геологоразведочных работах на нефть и газ — бурение скважин. Скважиной называется цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз меньше длины. Глубины нефтяных и газовых скважин изменяются в широких пределах: от нескольких сот до нескольких тысяч метров. Скважины бурят, как правило, ступенчато, уменьшая ее диаметр от интервала к интервалу. Начальный диаметр обычно не превышает 760 мм, а конечный — 93 мм. Скважины по своему назначению подразделяются на опорные, параметрические, струк-

турные, поисковые, оценочные, разведочные, эксплуатационные и специальные (табл. 13.6).

Опорные скважины, в том числе сверхглубокие, бурят для изучения геологического строения крупных геоструктурных элементов (регионов), определения общих закономерностей распространения комплексов отло-

Таблица 13.6

Классификация скважин, буримых при поисках, оценке, разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа

Категории скважин	Цель бурения. Глубина бурения	Конечный результат бурения	Принципиальная схема
Опорные	Изучение геологического строения крупных регионов, определение общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления. До технически доступных глубин	Построение стратиграфического разреза осадочного чехла; изучение геолого-геофизических характеристик вскрытого разреза. Установление наличия в разрезе нефтегазоперспективных комплексов	
Параметрические	Изучение глубинного геологического строения, геолого-графических характеристик разрезе, оценка перспектив нефтегазоносности возможных районов и зон нефтегазонакопления. До технически доступной глубины или до целевого структурного этажа	Уточнение стратиграфического разреза и глубинного строения района; изученно геолого-геофизических характеристик пород вскрытого разреза, оценка перспектив нефтегазоносности района, уточнение прогнозных ресурсов	
Структурные	Выявление и подготовка площадей к поисковому бурению, где решение этих задач полевыми геофизическими методами невозможно или нецелесообразно. До маркирующих горизонтов	Выявленые и подготовленные к поисковому бурению структуры	
Поисковые	Открытие новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях. В новых районах - до технически доступных глубин, в старых районах - до целевого горизонта	При положительном результате поисков - оценка нефтегазоносности разреза, при отрицательном результате - заключение о бесперспективности вскрытого разреза	
Оценочные	Получение информации для оценки запасов и обоснования целесообразности проведения разведки и промышленного освоения месторождений. До целевого горизонта	Оценка запасов месторождения (залежи) по категориям C_1 и C_2	
Разведочные	Получение информации для уточнения запасов и составления технологической схемы или проекта разработки. До целевого горизонта	Уточнение геологического строения и ранее подсчитанных запасов, перевод части запасов категории C_2 в категорию C_1	
Эксплуатационные	Разработка залежей нефти и газа. До целевого горизонта	Добыча нефти и газа, контроль за разработкой. Перевод запасов категории C_1 в категории В и А	

жений, благоприятных для нефтегазонакопления, с целью выбора наиболее перспективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ.

Бурение опорных скважин является составной частью комплекса региональных геолого-геофизических исследований на нефть и газ, бурение сверхглубоких скважин проводится по специальным программам до технически возможных глубин.

В зависимости от геологической изученности региона и сложности решаемых задач опорные скважины могут закладываться в районах, не исследованных бурением, с целью всестороннего изучения разреза осадочного чехла и установления возраста и вещественного состава фундамента (в тех случаях, когда последний может быть вскрыт данной скважиной) или в относительно изученных районах — для всестороннего изучения нижней части разреза, ранее не вскрытой бурением, а также для освещения отдельных принципиальных вопросов — с целью уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности района и повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ.

При бурении опорных скважин проводят: сплошной отбор керна; отбор шлама через 1—5 м проходки; геолого-технологические, геохимические и промыслово-геофизические исследования; опробование и испытание пластов в процессе бурения приборами на каротажном кабеле или пластоиспытателем на трубах с отбором проб нефти, газа, воды; испытание в колонне нефтегазоносных горизонтов, выделенных по данным геолого-геофизических исследований, с отбором проб нефти, газа, воды.

В результате бурения опорных скважин строят стратиграфический разрез осадочного чехла, изучают геолого-геофизические характеристики вскрытого разреза для интерпретации геофизических данных, устанавливают наличие в разрезе нефтегазоперспективных толщ.

Параметрические скважины бурят для изучения глубинного геологического строения, геолого-геофизических характеристик разреза и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности возможных районов и зон нефтегазонакопления, выявления наиболее перспективных районов для детальных поисковых работ.

Бурение параметрических скважин является ведущим видом региональных геолого-геофизических исследований на нефть и газ в относительно изученных районах. Скважины этой категории следует закладывать преимущественно в пределах локальных структур или на пересечении сейсмических профилей.

При бурении параметрических скважин проводят:

- отбор керна в размерах, обеспечивающих установление и уточнение границ стратиграфических подразделений и составление характеристики комплексов отложений, но не менее 20 % от глубины скважины;
- геолого-технологические, геохимические и промыслово-геофизические исследования.

Помимо указанных исследований в интервале возможного вскрытия нефтегазоперспективных горизонтов проводят:

- сплошной отбор керна;
- отбор шлама через 1—5 м проходки;
- отбор образцов пород боковыми грунтоносами (при необходимости);
- опробование и испытание пластов в процессе бурения приборами на каротажном кабеле или пластоиспытателем на трубах с отбором проб нефти, газа, воды;

• испытание в колонне нефтегазоносных горизонтов, выделенных по данным всех видов геолого-геофизических исследований, с отбором проб нефти, газа, воды.

Результаты бурения параметрических скважин с учетом других видов региональных исследований:

• уточнение стратиграфического разреза и глубинного строения района;

• изучение геолого-геофизических характеристик пород вскрытого разреза для интерпретации геофизических данных;

• установление наличия нефтегазоносных свит и горизонтов, в комплексе с геофизическими работами выделение зон и структур, благоприятных для скопления нефти и газа;

• оценка перспектив нефтегазоносности района, уточнение прогнозных ресурсов.

Структурные скважины бурят в ряде районов для выявления и подготовки к поисковому бурению перспективных площадей.

Структурные скважины закладывают:

• для выявления и подготовки площадей (структур) к поисковому бурению, где решение этих задач полевыми геофизическими методами затруднено или экономически нецелесообразно;

• в сложных геологических условиях — в комплексе с полевыми геофизическими методами для уточнения деталей строения площади, прослеживания нарушений, перерывов в осадконакоплении и др.;

• в комплексе с полевыми геофизическими методами для установления возраста разреза, а также получения данных о его физических параметрах, проверки положения опорных горизонтов, выделенных по данным полевых геофизических исследований.

Скважины этой категории, как правило, бурят до маркирующих горизонтов, по которым проводится построение структурных карт.

При бурении структурных скважин проводят:

• отбор и исследование керна в объемах, обеспечивающих построение разреза и определение его характеристик;

• геолого-технологические, геохимические и промыслово-геофизические исследования.

Результаты комплексной обработки материалов структурного бурения оформляются в виде отчета.

Поисковые скважины бурят на площадях, подготовленных геолого-поисковыми работами, с целью открытия новых месторождений нефти и газа или на ранее открытых месторождениях для поисков новых залежей нефти и газа.

В поисковых скважинах производятся исследования с целью детального геологического изучения и получения информации для оценки нефтегазоносности вскрытого разреза отложений.

Комплекс исследований и работ в поисковых скважинах включает:

• отбор керна (сплошной — в интервалах предполагаемого залегания нефтегазоносных горизонтов, а также на границах отдельных стратиграфических подразделений);

• отбор шлама через 1—5 м в интервале нефтегазоперспективных горизонтов;

• геолого-технологические, геохимические и промыслово-геофизические исследования скважин;

• опробование и испытание в процессе бурения перспективных нефтегазоносных комплексов (пластоиспытателями на бурильных трубах с геофизическим сопровождением и локализацией продуктивных пластов приборами на каротажном кабеле) с отбором проб пластовых флюидов;

• испытание в колонне нефтегазоносных, а также водоносных (в законтурной части залежи) пластов с отбором проб нефти, газа, воды;

• специальные исследования в скважине.

Результаты бурения поисковых скважин оформляются в виде отчета, в котором обобщаются результаты проведенных исследований и дается: заключение о бесперспективности опоискованного объекта (при отрицательном результате поискового бурения); оценка нефтегазоносности разреза (при положительном результате поискового бурения).

Оценочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью подготовки данных для оценки запасов и обоснования целесообразности проведения разведки и промышленного экологически чистого освоения месторождений (залежей) углеводородов.

При бурении оценочных скважин проводят:

• геолого-технологические, геохимические и промыслово-геофизические исследования;

• отбор керна в интервалах залегания продуктивных пластов в количестве, обеспечивающем представительность определений фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, изменений петрофизических параметров по разрезу и площади месторождения (залежи) и обоснование подсчетных параметров по данным ГИС;

• опробование в процессе бурения пластоиспытателями или приборами на каротажном кабеле с отбором глубинных проб пластовых флюидов, при необходимости — поинтервальное опробование;

• испытание в колонне нефтегазоносных, а также водоносных (в законтурной части залежи) пластов, при необходимости — поинтервальное испытание объектов с отбором глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды;

• специальные исследования в скважине (группе скважин);

• работы по интенсификации притоков углеводородов из пластов, представленных сложными коллекторами, с сопровождением их специальными методами ГИС;

• пробную эксплуатацию продуктивных скважин (или группы скважин).

По результатам бурения оценочных скважин проводят подсчет запасов по категории C_1 и C_2.

Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью сбора исходных данных для составления проекта (техсхемы) разработки залежи и для уточнения запасов.

При бурении разведочных скважин проводят:

• отбор керна в интервалах залегания продуктивных пластов в количестве, обеспечивающем достаточное освещение коллекторских свойств;

• геолого-технологические и геохимические исследования в процессе бурения (при необходимости);

• промыслово-геофизические исследования;

• опробование и испытание в процессе бурения приборами на каротажном кабеле или пластоиспытателем на трубах с отбором проб пластовых флюидов;

• испытание в колонне нефтегазоносных, а также водоносных (в законтурной части залежи) объектов с отбором глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды;

• специальные исследования скважин;

• пробную эксплуатацию продуктивных скважин.

По результатам бурения разведочных скважин проводят уточнение ранее подсчитанных запасов и перевод части запасов категории C_2 в категорию C_1.

Эксплуатационные скважины бурят для разработки и эксплуатации залежей нефти и газа. В эту категорию входят опережающие эксплуатационные, эксплуатационные, нагнетательные и наблюдательные (контрольные, пьезометрические) скважины.

Опережающие эксплуатационные скважины бурят на разрабатываемую или подготовленную к пробной эксплуатации залежь нефти с целью уточнения параметров и режима работы пласта, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, а также оценки выработки отдельных участков залежи для дополнительного обоснования рациональной разработки и эксплуатации залежи.

Эксплуатационные скважины бурят для извлечения нефти и газа из залежи.

Нагнетательные скважины бурят для воздействия на эксплуатируемый пласт с помощью закачки воды, газа или воздуха и др.

Наблюдательные скважины бурят для систематического наблюдения за изменением давления, положения межфлюидных контактов и изменением других параметров в процессе эксплуатации пласта.

При бурении эксплуатационных скважин осуществляют необходимый отбор керна по продуктивным пластам и комплекс геолого-технологических и геофизических исследований, устанавливаемый в проектах с учетом конкретных задач той или иной группы скважин и степени геологической изученности месторождения.

По результатам эксплуатационного бурения проводят перевод запасов нефти и газа из категории C_1 в категории В и А.

Специальные скважины бурят для:

• проведения специальных исследований;

• сброса промысловых вод;

• ликвидации открытых фонтанов нефти и газа;

• подготовки подземных хранилищ углеводородов и закачки в них газа и жидких углеводородов (номенклатуру скважин определяют в соответствии с действующими нормативными документами);

• строительства установок для захоронения промышленных стоков (нагнетательные, контрольные, наблюдательные);

• разведки и добычи технических вод.

В специальных скважинах проводят комплекс геолого-технологических и промыслово-геофизических исследований и специальных работ с учетом целевых задач конкретных скважин.

Проектирование и заложение скважин, исследования в них, сбор, обработка и хранение материалов бурения и исследований, составление отче-

тов по скважинам всех категорий осуществляются в соответствии с действующими положениями, инструкциями, правилами, методическими указаниями и другими документами.

При проектировании конструкций параметрических, поисковых, оценочных и разведочных скважин необходимо предусматривать возможность использования их для эксплуатации залежей нефти и газа.

Нефтяные и газовые скважины бурят, как правило, вертикальными. В некоторых случаях, когда по различным причинам невозможно или экономически не целесообразно бурение вертикальной скважины, используют наклонно-направленные скважины. В этом случае ствол скважины специально искривляют по заранее запроектированному профилю.

Наклонно направленное бурение (кустовое или единичной скважины) осуществляется в том случае, когда необходимо вскрыть: пласты, осложненные тектоническими нарушениями; залежи под соляными куполами; залежи, поверхностные условия над которыми характеризуются резко пересеченным рельефом, заболоченностью, или они находятся в акватории морей или в пределах санитарной зоны.

С целью сохранения окружающей среды, сокращения времени и средств на промысловое обустройство и освоение месторождения (в особенности в условиях акватории) используют кустовое бурение — последовательное бурение нескольких направленно-наклонных скважин на один или разные продуктивные пласты с одной площадки.

В последние годы перспективным методом повышения продуктивности скважин стало «горизонтальное бурение» — бурение скважин, сочетающее вскрытие разреза месторождения вертикальным стволом и проводку горизонтального ствола большой длины (до 1500 м) в продуктивном разрабатываемом пласте. Горизонтальное бурение значительно дороже вертикального, но высокая продуктивность горизонтальных скважин определяет широкое его применение при освоении месторождений нефти и газа. Предполагается, что в ближайшее время число горизонтальных скважин будет составлять превышать 50 % от числа скважин, пробуренных на суше.

13.8. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ (ГИРС)*

Обобщающий термин **«геофизические исследования и работы в скважинах (ГИРС)»** — исследования и работы, основанные на измерениях естественных и искусственных физических полей во внутрискважинном, околоскважинном и межскважинном пространствах [т.е. это геофизические исследования в скважинах (ГИС), скважинная геофизика или скважинная геофизическая разведка (СГР) и геолого-технологические исследования в процессе бурения (ГТИ)], а также работы, связанные со вторичным вскрытием продуктивных пластов перфорацией (ПВР) и интенсификацией притоков (ИП).

В общем, ГИРС являются областью прикладной геофизики, в котором современные физические методы исследования вещества используются для геологического изучения разрезов, пройденных скважинами, а также проведения в них различных работ, например, прострелочно-взрывных.

*Раздел подготовлен профессором Г.Я. Шиловым.

13.8.1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГИРС В ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОМ ПРОЦЕССЕ

Геофизические исследования и работы в скважинах (ГИРС) — исследования, основанные на изучении естественных и искусственных физических полей во внутрискважинном, околоскважинном и межскважинном пространстве осуществляемые с целью с целью:

- изучения геологического разреза и массива горных пород;
- выявления и оценки полезных ископаемых, их запасов;
- контроля за разработкой месторождений полезных ископаемых и эксплуатацией подземных хранилищ газа (ПХГ);
- оценки технического состояния скважин;
- изучения продуктивных пластов;

а также предусматривающие ***проведение в скважинах следующих работ***:

- опробования пластов;
- отбора образцов пород и пластовых флюидов;
- различных операций с применением взрывчатых веществ (прострелочно-взрывные работы);
- интенсификации притоков флюидов из продуктивных пластов;
- геолого-технологических исследований в процессе бурения.

Различают следующие **виды ГИРС**:

1. ***Геофизические исследования в скважинах (ГИС)*** — измерения в скважинах параметров различных по природе физических полей, естественных или искусственно вызванных, с целью изучения:

- строения и свойств, вскрытых скважиной горных пород и содержащихся в них флюидов;
- конструктивных элементов скважины;
- состава и характера движения флюидов в действующих скважинах.

Исследования разрезов скважин в околоскважинном пространстве (каротаж) — геофизические исследования, основанные на измерении параметров физических полей в скважине и в околоскважинном пространстве с целью изучения вскрытого скважиной геологического разреза, поисков, разведки и контроля разработки месторождений полезных ископаемых, привязки по глубине к разрезу других исследований и операций в скважинах, а также получения информации для интерпретации данных скважинной разведочной и наземной геофизики.

Среди видов каротажа различают:

Электрические виды каротажа (ЭК)

КС — каротаж кажущихся электрических сопротивлений
ПС — каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации
ПСспз — каротаж самопроизвольной поляризации со спецзонда
БК — боковой каротаж
БКЗ — боковое каротажное зондирование 7-ю зондами
МБК — микробоковой каротаж
МК — микрокаротаж
МЗ — микрозонды
ВП — метод вызванных потенциалов

Электромагнитный каротаж (ЭМК)

ИК — индукционный каротаж

ВИКИЗ — высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование

ЯМК — ядерно-магнитный каротаж

ДК — диэлектрический каротаж

КМВ — каротаж магнитной восприимчивости

Радиоактивные виды каротажа (РК)

ГК — гамма каротаж

ГГК-П — гамма-гамма-плотностной каротаж

ГК — гамма-каротаж интегральный

ГК-С — гамма-каротаж спектрометрический

ГГК-Л — гамма-гамма-каротаж литоплотностной

НГК — нейтронный гамма-каротаж

НК — нейтронный каротаж

ИННК — импульсный нейтрон-нейтронный каротаж

ИНГК — импульсный нейтронный гамма-каротаж

ИНГК-С — импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический

ИНК — импульсный нейтронный каротаж

ИНК-С/0 — кислород-углеродный каротаж

Акустические виды каротажа (АК)

АК — акустический каротаж

АКШ — широкополосный акустический каротаж

САТ — скважинный акустический телевизор

АКБ — акустический каротаж многоволновой

Термокаротаж (высокоточный, дифференциальный)-Т

ВТ — высокочувствительная термометрия

Другие виды каротажа

БМ — барометрия

ВСП — вертикальное сейсмическое профилирование

ГДК — гидродинамический каротаж

Наклон — наклонометрия (электрическая, индукционная, акустическая)

ДС (КВ) — определение диаметра скважины (кавернометрия)

ПТС — скважинная трубная профилеметрия

АКЦ — акустический цементомер

ГГЦ — гамма-гамма цементомер

ГГК-Ц — гамма-гамма-цементометрия

ЛМ — локация муфт колонн

Рез. — резистивиметрия

ИС — инклинометрия скважин

В разрезах скважин всех категорий выделяют интервалы, требующие различной детальности исследований: общей, детальной и специальной.

Общие исследования выполняются по всему стволу скважины от забоя до устья для изучения геологического строения разреза;

детальные исследования — в перспективных (или продуктивных) на нефть и газ интервалах;

специальные — в отдельных пластах или целевых интервалах по специальным технологиям.

13.8.2. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ВИДЫ РАБОТ

Геофизические работы в скважинах — технологические операции по обеспечению строительства и ремонта скважин, выполняемые геофизическими предприятиями, включающие:

- прострелочно-взрывные работы (ПВР) по вторичному вскрытию, интенсификации притоков и ликвидации аварий;
- испытание пластов инструментами на трубах и на кабеле:

ОПК — опробование пластов приборами на каротажном кабеле;

ИПТ — испытание пластов испытателями на трубах (комплектами испытательных инструментов — КИИ);

- отбор образцов пород и флюидов приборами на кабеле:

КО — отбор керна приборами на кабеле;

ОГ — отбор образцов стреляющим или сверлящим грунтоносом;

- вызов притока свабированием и импульсными депрессионными воздействиями;
- акустические, тепловые, электрические и импульсные воздействия на призабойную зону пластов;
- очистку забоев скважин, устранение гидратных и парафиновых пробок в стволах скважин;
- установку разделительных мостов, пакеров и ремонтных пластырей;
- установку забойных клапанов и штуцеров, и другие подобные операции.

Геолого-технологические исследования скважин (ГТИ) — измерение параметров бурения, параметров и свойств промывочной жидкости, содержания в ней углеводородов и других поступающих из вскрытых пластов флюидов; отбор и экспресс-анализ шлама, экспресс-анализ керна на буровой.

Скважинная геофизика или скважинная геофизическая разведка (СГР) — служит для изучения межскважинного пространства. В скважинной геофизике выделяют соответственно скважинную электроразведку, скважинную магниторазведку, скважинную гравиразведку, скважинную сейсморазведку.

Скважинные сейсмоакустические методы — сейсмокаротаж (СК), вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), межскважинное прозвучивание, скважинная сейсморазведка методом непродольного вертикального сейсмического профилирования (НВСП) — позволяют изучать разрез не только в непосредственной близости от ствола скважины, но и на значительном расстоянии от него.

Скважинная гравиразведка (СГР) существует в двух модификациях. Первую применяют для определения местоположения и параметров геологических объектов, являющихся источником гравитационных аномалий, вторую модификацию — для определения плотности слоев, пересеченных скважиной (гравитационный каротаж).

Скважинная магниторазведка (СМ) основана на изучении распределения естественного магнитного поля Земли по стволу скважины.

Скважинная электроразведка включает много методов, основными из которых методы скважинной индуктивной электроразведки, метод радиоволнового просвечивания или скважинный радиоволновой метод (СВРМ), где изучают условия распространения радиоволн в пространстве между скважинами и в стороне от них.

Эффективность ГИРС для достижения указанных выше целей зависит как от их комплекса, объемов, технологий и качества выполнения, регламентируемых соответствующими «Правилами» и инструкциями, так и от качества первичного и вторичного вскрытия изучаемого разреза, информативности испытательных работ, представительности отобранного керна. Требования к этим видам работ излагаются в соответствующих нормативных документах и проектной документации комплексных проектов изучения и использования недр.

Геофизические исследования и работы в скважинах являются неотъемлемыми технологическими этапами строительства всех категорий скважин, их эксплуатации, ремонта и ликвидации.

Задачи ГИРС:

1. **Геологическое изучение методами ГИРС всего разреза** опорных, параметрических, поисковых, оценочных и разведочных скважин (общие исследования) должно обеспечить:

- разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный, хемогенный, вулканогенный, кристаллический и др.);
- расчленение разреза на пласты, привязку их по глубине вдоль оси скважины и по абсолютным отметкам;
- выделение стратиграфических реперов;
- привязку отбираемого керна по глубине;
- информационное обеспечение интерпретации наземных (полевых) геофизических исследований (сейсморазведки, электроразведки, гравиразведки, магниторазведки, радиометрической разведки);
- литологическое изучение интервалов разреза, не охарактеризованных отбором керна;
- определение коллекторских свойств и характера насыщенности пород.

С целью информационного обеспечения интерпретации наземных геофизических исследований и построения моделей изучаемых объектов по всему разрезу используемых для этого скважин должен выполняться комплекс методов ГИС, позволяющий построить геофизические модели разреза для сейсморазведки (сейсмоакустический разрез), электроразведки (геоэлектрический разрез), гравиразведки (геоплотностной разрез) и магниторазведки (геомагнитный разрез).

2. **Детальные геологические исследования** в опорных и параметрических скважинах выполняются в неизученной ранее части разреза и в интервалах предполагаемой продуктивности; в структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважинах — в перспективных интервалах. Детальные исследования в комплексе с другими данными должны обеспечить:

- стратиграфическое расчленение и корреляцию разрезов пробуренных скважин;
- литологическое расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м (в зависимости от расчленяющей способности используемых методов ГИС), привязку пластов по глубине и абсолютным отметкам (построение геометрической модели);
- детальную литологическую оценку и определение литотипа пород;
- определение компонентного состава твердой фазы породы и ее пористости (построение компонентной модели);

• выделение в разрезе скважин коллекторов всех типов и оценку их фильтрационных свойств (построение фильтрационной модели);

• определение коэффициентов пористости, газо- и нефтенасыщенности, проницаемости, вытеснения;

• качественную характеристику флюидонасыщения — разделение коллекторов на продуктивные и водоносные, а продуктивных коллекторов — на газо- и нефтеносные, количественную оценку флюидонасыщения для коллекторов;

• определение положений межфлюидных контактов, наличия границ и характеристик переходных зон (построение флюидальной модели), эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин;

• определение пластовых давлений и температур;

• определение неоднородности пластов (объектов);

• прогнозирование потенциальных дебитов;

• прогнозирование геологического разреза в околоскважинном и межскважинном пространстве.

Количественные характеристики пластов определяются с учетом разрешающей способности методов ГИРС.

Объемы и качество ГИРС в пробуренных на месторождении скважинах должны обеспечить определение подсчетных параметров с достоверностью, регламентированной «Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов» для соответствующих категорий запасов, получение исходной информации для построения постоянно действующих цифровых геолого-технологических моделей месторождений, обоснования коэффициентов извлечения, составления технологических схем и проектов пробной и опытно-промышленной эксплуатации, проектов разработки месторождений.

3. **Геолого-технологические исследования скважин (ГТИ)** обеспечивают:

• документирование и оптимизацию режимов бурения, контроля проводки скважины;

• оперативную информацию о соответствии фактических технологических параметров бурения их значениям, установленным в геолого-технологических нарядах (заданиях);

• выявление и предупреждение аварийных ситуаций в процессе бурения;

• информационное обеспечение и контроль процесса цементирования скважин;

• оперативное представление геологическим и технологическим службам бурового предприятия и заказчика информации о литологическом составе, характере насыщенности и коллекторских свойствах вскрываемых в процессе бурения горных пород;

• оперативное выявление углеводородных и иных флюидов непосредственно при вскрытии пластов-коллекторов;

• оперативное прогнозирование аномально-высоких и аномально-низких пластовых давлений, предотвращения флиюдопроявлений и иных осложнений и аварий при бурении.

• выдачу рекомендаций по уточнению интервалов отбора керна, проведения ГИРС и испытания пластов.

4. **Исследования и контроль технического состояния скважин и технологического оборудования** — геофизические исследования, предназна-

ченные для информационного обеспечения управления процессом бурения, заканчивания и ликвидации аварий. Методы ГИС должны обеспечить:

Определение технического состояния открытого ствола скважин:

• определение пространственного положения — траектории и конфигурации ствола скважины, соответствия траектории ствола проекту;

• определение геометрии сечения ствола, выделение желобов, каверн, сальников, мест выпучивания и течения глин, прогнозирование прихватоопасных зон;

• выявление зон флюидопроявлений и поглощений.

Ликвидацию аварий при бурении:

• выявление интервалов прихвата бурового инструмента и НКТ;

• ликвидацию прихвата прострелочно-взрывными методами;

• обрыв или резку бурильных, насосно-компрессорных и обсадных труб;

• выявление оставленных в скважине металлических предметов;

• ликвидацию посторонних предметов в скважине и очистку забоя;

• установку с помощью кабельных устройств разделительных и изоляционных мостов в стволе скважины;

• наведение специальных скважин для глушения фонтанов с поиском геофизическими методами аварийного ствола.

Исследование обсадных колонн методами ГИС:

• контроль диаметров, толщин и целостности обсадных колонн (кондуктора, технических и эксплуатационных колонн), глубин их башмаков и соответствия их проекту скважины;

• контроль износа и повреждений обсадных колонн (кондуктора, технических и эксплуатационных колонн), прогнозирование аварийных ситуаций в процессе бурения и эксплуатации скважины;

• контроль наличия и местоположения элементов технологической оснастки обсадных колонн (центраторов, скребков, турбулизаторов, заколонных пакеров и др.) и соответствия их проекту;

• регистрацию расположения муфт обсадных колонн (в увязке с геологическим разрезом);

• представление фактического паспорта конструктивных элементов обсадных колонн для дела скважины.

Контроль и обеспечение затрубной изоляции скважин:

• определение высоты подъема цемента за колонной, однородности цементного камня, полноты заполнения цементом затрубного пространства, наличия затрубных каналов, заполненных жидкостью и газом;

• определение наличия сцепления цемента с колонной и породой;

• выявление затрубных перетоков, движения жидкости и газа за колонной;

• определение теплового режима пород в толще многолетней мерзлоты;

• привязку к разрезу и установку затрубных взрывных пакеров.

• оценку качества изолирующих мостов;

Определение состояния технологического оборудования скважин.

5. **Опробование и испытание пластов** (прямые исследования пласта) — операции, обеспечивающие отбор образцов пород и пластовых флюидов из стенок скважины, исследование их свойств и состава, а также измерение гидродинамических параметров и пластового давления в процессе отбора флюидов с целью изучения фильтрационных свойств пласта. Эти исследования проводятся с помощью специального оборудования — испытателей

пластов на трубах (ИПТ) или опробователей пластов на кабелей (ОПК), а также боковых грунтоносов.

При заканчивании скважин должно быть обеспечено вторичное вскрытие пластов путем перфорации обсадной колонны, цемента и пород (прострелочно-взрывным, сверлящим или другим методом) с максимальным сохранением фильтрационных характеристик пластов.

Геофизическое сопровождение вторичного вскрытия пластов должно обеспечить:

- контроль за спуском в скважину перфоратора на кабеле;
- привязку интервала перфорации к геологическому разрезу;
- контроль и регистрацию факта и полноты срабатывания перфоратора;
- определение фактического положения интервала перфорации;
- определение качества вторичного вскрытия.

В процессе бурения параметрических, поисковых, оценочных и разведочных скважин обязательно проведение испытаний прогнозируемых нефтегазоносных интервалов и наиболее водопроявляющих горизонтов неизученной ранее части разреза приборами на каротажном кабеле или испытателями пластов на трубах.

Испытания пластов приборами на кабеле и инструментом на бурильных трубах должны обеспечить:

- вызов притока, отбор герметизированных проб жидкостей и газов из пласта;
- регистрацию диаграмм давления и притока при испытании;
- детальные исследования для точного определения положений межфлюидных контактов, изучения гидродинамической однородности пластов.

Геофизические исследования при испытании и освоении скважин должны обеспечить:

- выявление возможности заколонной циркуляции, негерметичности изоляционного моста и колонны (контроль качества разобщения объектов испытания);
- выявление сообщаемости объектов испытания с соседними пластами в процессе испытания;
- контроль вызова, режима и состава притока;
- определение гидродинамических параметров исследуемых объектов.

Гидродинамические исследования в скважинах — геофизические исследования, предназначенные для изучения продуктивных пластов при их испытании, освоении и эксплуатации, при закачке в них вытесняющего агента с целью получения данных о продуктивности, фильтрационных свойствах, а также гидродинамических связях пластов, включающие измерение давления, температуры, скорости потока, составами свойств флюида в стволе скважины с использованием аппаратуры, спускаемой в скважину на каротажном кабеле.

Геофизические исследования и работы по интенсификации притоков в скважинах должны обеспечить:

- обоснование возможности и способов интенсификации притоков;
- воздействие на призабойную зону пластов энергией и продуктами взрыва, горения пороховых зарядов и горюче-окислительных составов;
- акустические, тепловые, электрические, электрогидравлические и импульсные депрессионные воздействия на призабойную зону пластов с помощью аппаратов, спускаемых на кабеле и на трубах;

• контроль процесса и результатов кислотных обработок и других геолого-технологических мероприятий.

6. **Специальные виды и технологии ГИРС** в скважинах всех категорий применяются в отдельных перспективных пластах и интервалах, где обычный комплекс ГИРС не достаточен для решения поставленных задач.

13.8.3. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ И ЭТАПНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Измеряемые при проведении промыслово-геофизических исследований скважин физические свойства пород (электрическое сопротивление, водородосодержание, плотность, интервальное время и затухание продольной волны и т.д.) зависят от уплотнения, сцементированности, пористости, свойств минеральных компонентов пород и насыщающих флюидов и изменяются в широких пределах. Поэтому только в относительно простых геологических условиях поставленные задачи могут решаться одним отдельно взятым методом ГИС. В большинстве случаев информация, получаемая по одному методу ГИС, недостаточна для решения геологических задач. Для однозначного и достоверного определения характера и свойств пород и насыщающих их флюидов, изучения конструктивных элементов скважин используются различные по физической природе методы ГИРС (электрические, электромагнитные, радиоактивные, акустические, ядерно-магнитные, гидродинамические, геохимические и другие), составляющих обязательный комплекс ГИРС.

Вообще, под комплексированием выполнения исследований нефтегазовых залежей и пластов с целью создания информационной базы проектирования и научного обеспечения разработки нефтяных и газонефтяных месторождений понимают использование какого-либо комплекса исследований (геофизических, гидродинамических, геохимических, лабораторных), собранного из разных видов исследований для решения какой-либо поставленной задачи или группы задач.

Этапность выполнения комплексных исследований это очередность и синхронизация во времени — одновременное или последовательное проведение различных методов исследования в течение какого-либо этапа или стадии ГРР — от поисков и разведки до завершающей разработки месторождений.

Обязательный комплекс — минимальное число методов ГИРС, характеризующихся максимальной эффективностью в типичных для конкретного района геолого-технологических условиях проведения измерений в скважинах и подлежащих безусловному выполнению при бурении поисковых и разведочных скважин.

Обязательные комплексы ГИРС дифференцируются в зависимости от назначения скважины (поисковая, разведочная, эксплуатационная), типа исследований (общие исследования по всему разрезу скважин в масштабе глубин 1:500, детальные исследования в интервале залегания перспективных и продуктивных отложений в масштабе 1:200), свойств промывочной жидкости (пресная, соленая, непроводящая) и типа коллекторов (гранулярные, сложно построенные).

Комплекс ГИРС устанавливается проектом на строительство скважин.

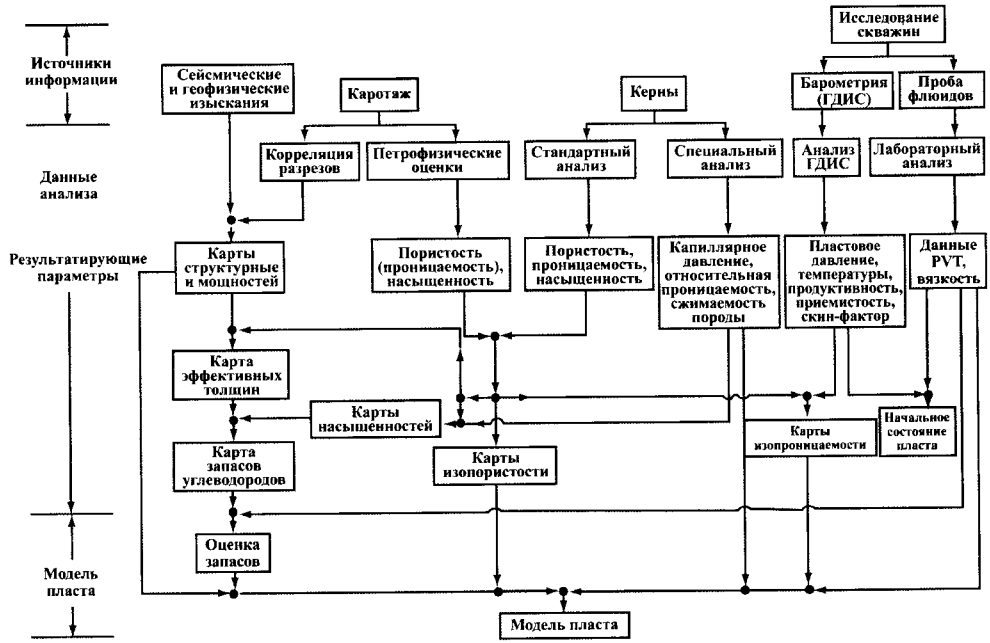


Рис. 13.23. Источники информации о параметрах пласта и их использование

При проведении ГИРС первыми регистрируются кривые стандартного каротажа (КС, ПС) и кавернометрия (или профилеметрия), на основе которых определяются общие характеристики разреза скважин. Затем выполняются электрические исследования (БК, БМК, ИК, БКЗ, МК), при этом обязательно сохранение скважинных условий. Методы ГИС, отражающие литологию пород и их пористость и слабо реагирующие на свойства промывочной жидкости, (АК, ГГКП, НК, ЯМК) выполняют в конце обязательных исследований. Детальные исследования завершают гидродинамическими исследованиями (ОПН и ГДК) и отбором образцов пород (КО). Шаг исследований ГДК в зависимости от неоднородности строения пласта изменяется от 0,2 до 2 м. Опробование проводится снизу вверх, от водоносной части пласта к нефте- и газонасыщенной.

Геофизические исследования в перспективных интервалах проводятся в минимальный срок (не позже чем через 5 сут.) после их вскрытия.

По целевому назначению различают:

- комплекс ГИРС для решения геологических задач;
- комплекс ГИРС для изучения технического состояния открытого ствола бурящихся скважин;
- комплекс ГИРС при испытаниях в открытом стволе в процессе бурения;
- комплекс ГИРС для изучения технического состояния обсадных колонн и качества цементирования колонн;
- комплекс ГИРС при испытаниях в колонне;

Комплексы ГИРС содержат набор методов, обеспечивающих успешное решение поставленных задач для различных геолого-технологических ситуаций, освоенных в отечественной практике. По мере освоения и апроба-

ции новых методов комплексы могут дополняться. Комплексы ГИРС ориентированы на применение цифровой компьютеризованной каротажной техники и комбинированных скважинных приборов (модулей).

Комплексы ГИРС для решения геологических задач включают обязательные и дополнительные исследования. Обязательные исследования состоят из постоянной части, единой для всех регионов, и изменяемой части, состав которой определяется геолого-техническими условиями для изучаемого объекта. Дополнительные исследования рекомендуются к выполнению в отдельных интервалах для изучения сложно построенных коллекторов.

Рассматривая комплекс информации о продуктивном пласте по данным комплексных исследований, т.е. по данным геологии, геофизических, геохимических и гидродинамических исследованиях, лабораторных исследованиях керна и флюидов как взаимосвязанным элементам единой системы (рис. 13.23), можно составить представления о геологической модели пласта и его модели пластовой фильтрационной системы (МПФС).

13.9. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЬЮТЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОМ ПРОЦЕССЕ НА НЕФТЬ И ГАЗ

В настоящее время разработаны и широко внедряются в поисково-разведочный процесс различные компьютерные технологии и программы. Современный геолог обязан уметь использовать компьютерные технологий при прогнозировании нефтегазоносности недр, для прогноза недостающих геологических параметров, оценки риска при выборе направлений поисково-разведочных работ, при выработке общей стратегии освоения недр, зональном и локальном прогнозировании, проведении поиска и разведки месторождений нефти и газа.

В последнее время наметилась тенденция усложнения поисково-разведочного процесса, обусловленная необходимостью исследования геологического строения недр на все больших глубинах, выявления сложно построенных структурных объектов, ловушек и зон нефтегазонакопления стратиграфического и литологического типов, освоения территорий с развитием мощных соляных (Прикаспийская впадина) или вулканических покровов (Восточная Сибирь), акваторий морей и океанов и т.д. Все это приводит к возрастающим объемам капиталовложений, материальных и трудовых ресурсов и, следовательно, к значительному удорожанию получения геологических фактических данных. Возрастающие с каждым годом объемы геологической информации в усложняющихся геологических условиях проведения поисково-разведочных работ в настоящее время уже не могут быть переработаны без применения моделирования и использования современных компьютерных технологии и программ.

Эффективное применение математических методов и компьютерных технологий и программ в нефтегазовой геологии возможно лишь при наличии четко сформулированной задачи на содержательном геологическом уровне, системном подходе и анализе ее решения, корректной формализации геологических параметров и надежного и корректного математического обеспечения. Процесс поисково-разведочных работ направлен на изуче-

ние природной динамической нефтегазогеологической мегасистемы, выявление ее отдельных составляющих в виде запасов УВ, обеспечивающих добычу нефти и газа. Но и сам процесс поисково-разведочных работ можно рассматривать в качестве составляющей части динамической технологической системы геологоразведочного производства, состоящей из отдельных подсистем различных иерархических уровней, тесно связанных между собой в пространстве и во времени (региональный, поисковый, разведочный этапы и соответствующие стадии работ) (см. гл. 12).

Поисково-разведочный процесс как составляющая системы геологоразведочного производства имеет огромное количество внутренних и внешних связей с природной нефтегазогеологической мегасистемой, технологическими системами отдельных отраслей промышленности, социальными, экономическими, политическими и другими факторами, влияющими на ее развитие и эффективность. Внутренние технологические связи представлены, в частности, связями между отдельными этапами и стадиями работ. Они могут по-разному влиять на эффективность работ. Например, некачественная подготовка объекта на стадии поиска приведет к бурению излишних скважин или вообще не даст результата. И, наоборот, хорошо и качественно подготовленный объект обеспечит затрату минимального времени и средств на стадии разведки.

Проведение и управление поисково-разведочными работами также требует системного подхода и применения математических методов и компьютерные технологий и программ как для обработки огромного объема получаемой информации, так и для решения научных и производственных задач при поисках и разведке нефти и газа.

При прогнозе нефтегазоносности и поисках скоплений УВ бассейновое моделирование заняло твердое место в ряду инструментов и средств изучения процессов образования нефти и газа, их миграции в осадочных бассейнах и аккумуляции в месторождениях. Учет времени наряду с пространственными координатами в применяемых вычислительных схемах делает возможным прослеживание геологических процессов в ходе эволюции бассейнов осадконакопления. Искусство моделирования состоит в формулировке гипотез и создании сценариев и их последовательном осуществлении путем изменения входных параметров. Таким способом можно тестировать систему на чувствительность к вариации того или иного параметра или явления. Поскольку описание процессов строится на законах физики и химии и решение осуществляется на строгой математической основе, геологические гипотезы подвергаются научному испытанию. Гипотеза, не поддающаяся описанию средствами моделирования, считается недостаточно обоснованной.

В число основных процессов, моделируемых программными пакетами по бассейновому моделированию, входят уплотнение пород, стационарный и нестационарный перенос тепла, образование УВ путем термического разложения исходного ОВ и крекинга жидких УВ. Кроме того, моделируются процессы первичной и вторичной миграции жидких и газовых УВ. В число задач, решаемых с помощью моделирования, входит также прогнозирование аномально высоких поровых давлений, образующихся вследствие неравновесного уплотнения низкопроницаемых пород. Освоение перечисленных тем в течение учебного процесса весьма актуально.

Южно-Каспийская впадина являлась одним из полигонов опробования бассейнового моделирования.

Для реконструкции процессов генерации и миграции УВ и прогнозирования их скоплений в ЮКВ в сотрудничестве с зарубежными компаниями и научными центрами был выполнен ряд проектов по бассейновому моделированию.

Первый такой проект был выполнен в 1994 г. сотрудниками Института Геологии НАНА (Гулиев И.С.). Моделированием процесса нефтегазообразования в осадочной толще Нижнекуринской впадины было установлено, что нефтяное окно в разрезе Нижнекуринской впадины охватывает палеогеновый стратиграфический интервал. Согласно этой модели, генерация нефти началась в конце плиоцена и продолжается в настоящее время на глубинах 6—12 км (рис. 13.24).

В 1995—1996 гг. сотрудники Института Геологии НАНА выполнили серию научных проектов в Университете Южной Каролины (США) под руководством признанного специалиста в области бассейнового моделирования проф. И. Лерч (Lerche и др., 1997). Путем построения одномерных моделей по ряду площадей (Tagiyev et al., 1997; а также Geohistory..., 1997) была численно воссоздана картина образования нефти и газа и эволюции аномально высоких поровых давлений в осадочной толще северо-западной части Южно-Каспийского бассейна. В качестве входных параметров были использованы литофации пород, возрасты и мощности толщ, составляющих разрез, пористость, проницаемость, поровые давления, температура, количество и тип ОВ, отражательная способность витринита и другие параметры. Спектр возможных глубинных и временных границ генерации нефти определялся путем моделирования двух экстремальных сценариев эволюции теплового поля: при тепловом потоке, составляющем соответственно половину и двукратную величину от современного значения с линейным изменением во времени до достижения современных значений. Было установлено, что наиболее интенсивная генерация нефти и газа происходила в течение последних 5,2 млн лет в растянутом до 3 км нефтяном окне, причем последнее ограничивалось глубинами 5—11 км (рис. 13.25).

Как правило, нефтяное окно охватывает отложения, залегающие ниже подошвы нижнего плиоцена. Недоуплотнение, вызванное большими скоростями накопления глинистых пород, приводит к смещению контуров равных давлений вверх по разрезу, начиная с раннего плиоцена (рис. 13.26, *а*). Кроме того, наблюдается латеральный тренд уменьшения избыточных давлений в направлении от центральных и западных частей области к северо-востоку (рис. 13.26, *б*), что в сочетании с увеличением песчанистости в том же направлении позволяет сделать предположение о преимущественной миграции УВ в указанном направлении и их последующей аккумуляции в резервуарах.

Этой же группой исследователей был применен инверсный метод моделирования эластичной плиты. В качестве геологической основы был использован 12-секундный сейсмический разрез длиной 270 км, пересекающий осадочную толщу ЮКВ от запада к востоку. В результате были определены параметры (рис. 13.27), характеризовавшие физическую природу плиты до появления на ней осадочных слоев. Значение, установленное для параметра жесткости плиты, оказалось сопоставимым с оценками этого параметра для океанической коры, что согласуется с предположением о залегании фрагмента океанической коры Тетиса под осадочным покровом бассейна.

Другое исследование было осуществлено с применением пакета дву-

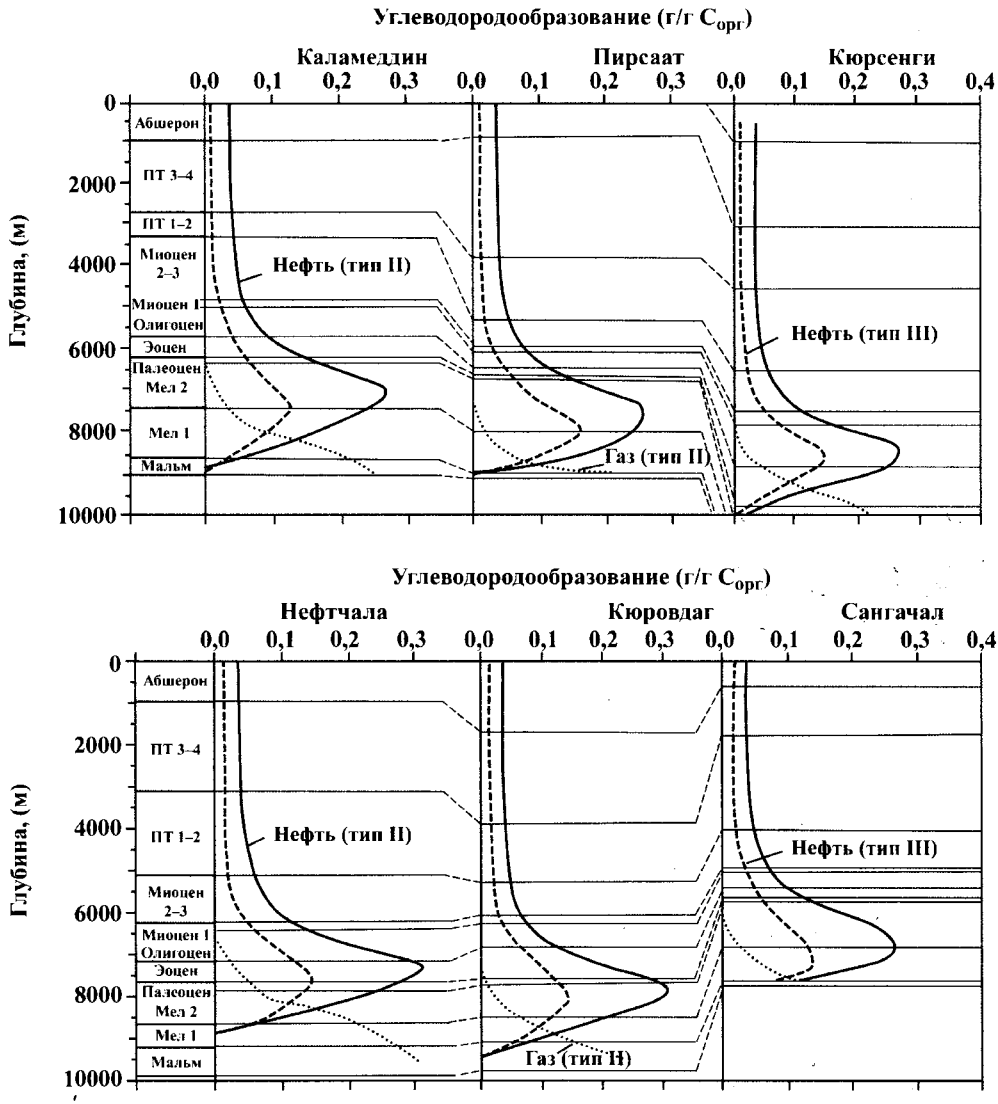


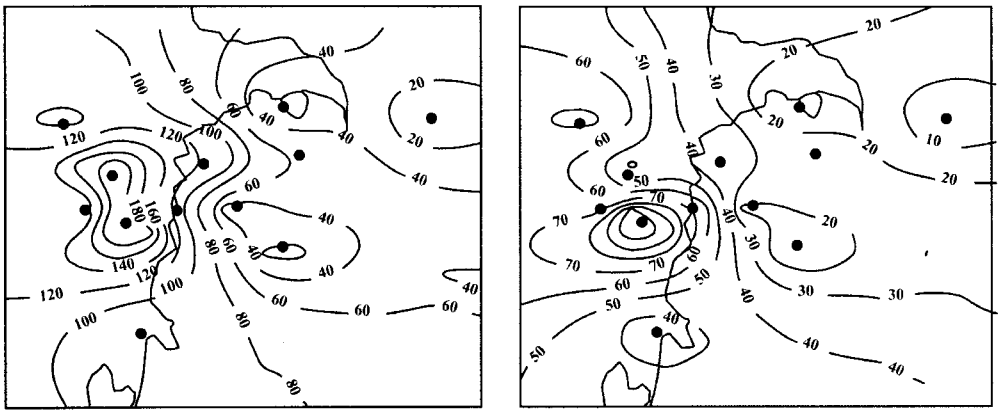
Рис. 13.24. Изменение позиции нефтяного окна вдоль разрезов Каламаддин-Пирсагат-Кюрсенги и Нефтчала-Кюровдаг-Сангачал. В направлении депоцентра впадины глубина до кровли зоны генерации нефти и газа увеличивается, следуя смещению изотерм в глубокие слои

мерного бассейнового моделирования GEOPET II (Predicted..., 1997). Глубинный 12-секундный сейсмический профиль длиной 280 км, протянувшийся от западного через центр до восточного борта ЮКВ, послужил структурной основой для количественного описания формирования бассейна, истории его термальной эволюции и образования УВ. Результаты моделирования позволяют проследить динамику давления флюидов, а также изменение избыточного давления вдоль всего разреза, включая участки развития грязевого диапиризма и вулканизма. Показано, что аномально высокие поровые давления являются следствием несбалансированного уп-

а

КУМУЛЯТИВНАЯ ГЕНЕРАЦИЯ НЕФТИ

3,4 млн лет тому назад **В настоящее время**



б

КУМУЛЯТИВНАЯ ГЕНЕРАЦИЯ ГАЗА

3,4 млн лет тому назад **В настоящее время**

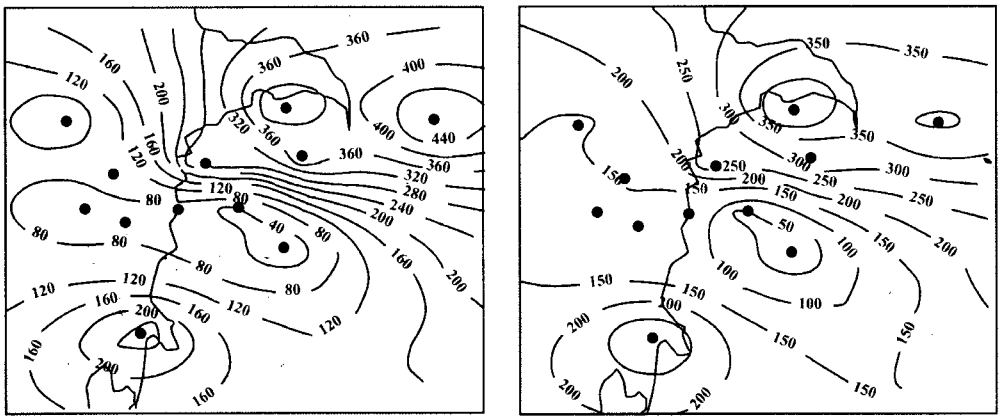


Рис. 13.25. Схематические карты кумулятивной генерации по глубинному срезу 8 км:
а – нефти; *б* – газа. Шифры изолиний – в единицах мг УВ/г ОВ

лотнения. Количественно описана прямая связь между низкой прогретостью бассейна и высокими скоростями осадконакопления. Другим важным выводом данной работы является количественное подтверждение возможности миграции УВ из глубокозалегающих материнских толщ и их аккумуляции в резервуарах ПТ.

Еще один проект по бассейновому моделированию был осуществлен Институтом Геологии НАН Азербайджана в сотрудничестве с Японской Национальной Нефтяной Компанией. Было использовано программное обеспечение SIGMA-2D, разработанное в Технологическом Исследовательском Центре Японской Национальной Нефтяной Компании (рис. 13.28).

Поскольку данный программный пакет представляет собой образец

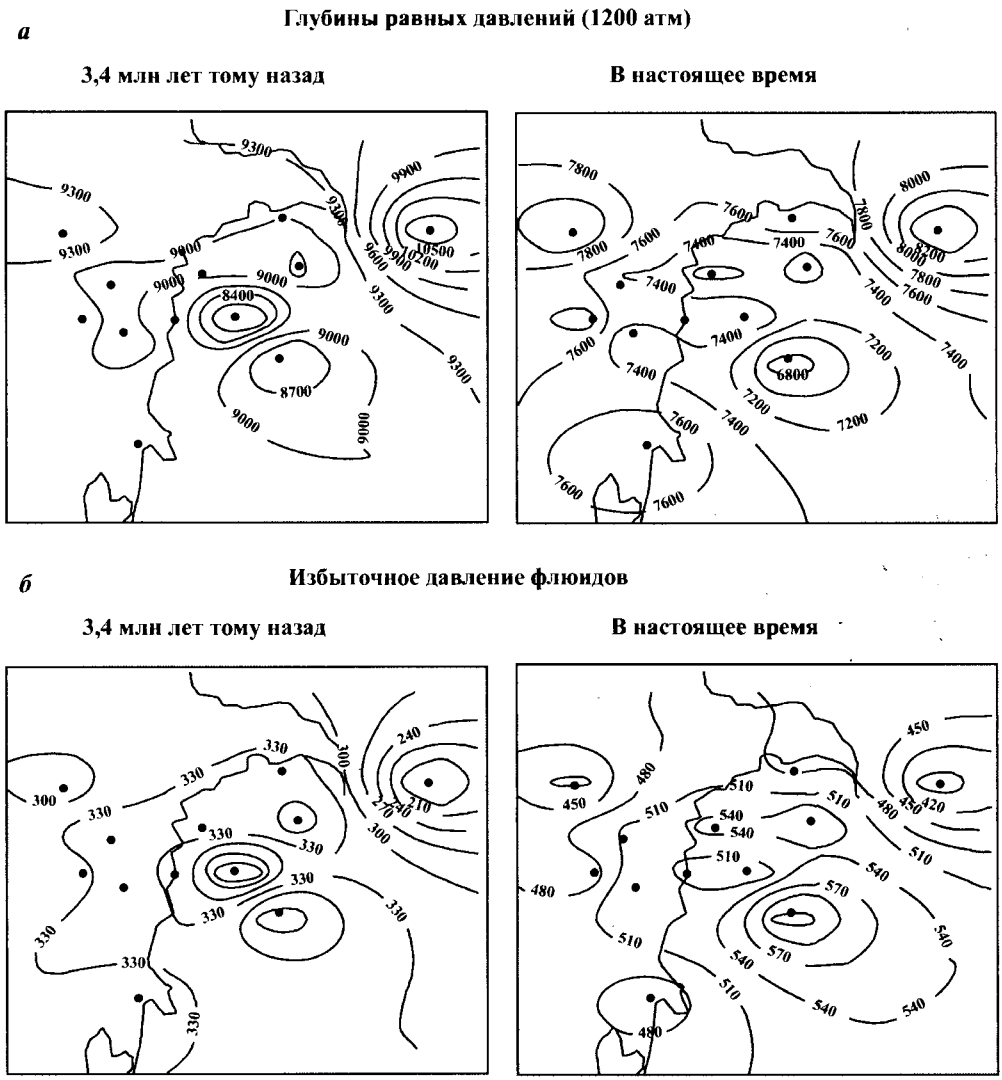


Рис. 13.26. Характеристика поровых давлений:
а – глубины (м) равных давлений (1200 атм); *б* – избыточное давление (атм) на срезе 8 км

воплощения современных знаний и методологий в области бассейнового моделирования, считаем необходимым приведение некоторой информации о его строении и возможностях.

Программный пакет состоит из трех основных модулей: геология, генерация и миграция.

Модуль геологического моделирования численно воспроизводит погружение и уплотнение отложений, тектонические нарушения и гидравлический разрыв слабопроницаемых пород, поток флюидов и теплоперенос. Уплотнение пород вычисляется на основе закона действующего напряжения и зависит от возможности вытеснения поровых флюидов. Увеличение

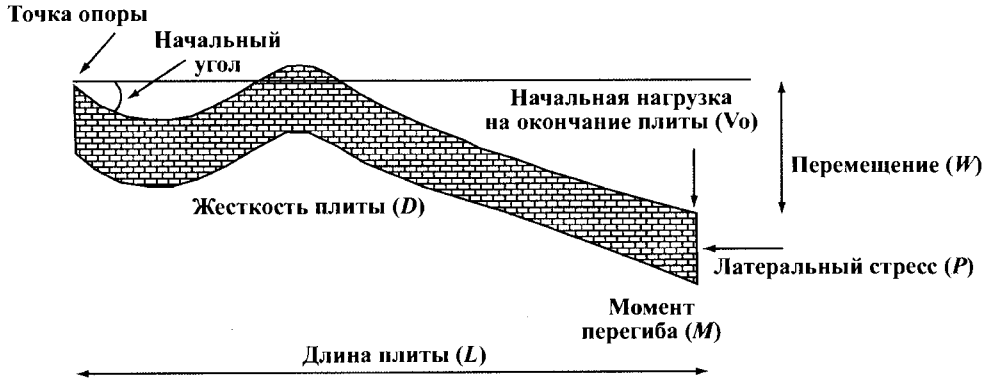


Рис. 13.27. Параметры плиты-фундамента, характеризующие ее физическую природу

давления флюидов находится в зависимости от нагрузки осадочной массы, расширения флюидов или генерации УВ. Тектоническое разрывообразование определяется путем упрощенного количественного анализа напряжений, а гидравлическое разрывообразование прогнозируется на основе распределения поровых давлений. Температурное поле разреза моделируется на основе уравнений кондуктивного и конвективного переноса тепла. Для решения уравнений, описывающих процессы миграции флюидов и переноса тепла в двумерных осадочных разрезах, используется метод конечных разностей.

В модуле генерации вычисляется созревание ОВ и как результат — образование нефти и газа. Модель считается достоверной, если она калибруется данными по отражательной способности витринита и эпимеризации стеранов. Термальное разложение ОВ описывается параллельными и последовательными реакциями, что математически формулируется в виде системы кинетических уравнений 1-го порядка.

В модуль миграции входит моделирование вытеснения флюидов из материнских пород, их вторичной миграции, PVT-условий (растворение флюидов) и аккумуляции в резервуарах. Расчет движения флюидов в осадочной среде базируется на законе Дарси с учетом относительной проницаемости для различных фаз. Поскольку движение флюидов в слабопроницаемых породах обладает своими, различающимися от пластов-проводников особенностями, то для этой категории пород применяется специальная формулировка относительной фазовой проницаемости. Максимальная растворимость газа в нефти является функцией давления и температуры и дифференцируется в зависимости от типа нефти и газа. В условиях, когда достигается предел растворимости, избыточный газ может мигрировать в виде свободной фазы. Герметичность покрышки определяется характеристиками капиллярного давления для данной литологии.

На каждом шаге расчетов и для каждой элементарной ячейки разреза одновременно решаются четыре балансовых уравнения. В это число входят уравнения сохранения массы соответственно воды, нефти и газа, а также уравнение сохранения энергии (тепла). Свойства пород и флюидов задаются в качестве входных параметров. Характеристики пород, имеющие отношение к потоку флюидов, такие как проницаемость, относительная прони-

цаемость и капиллярное давление, вычисляются как функции пористости на заданной глубине. Свойства, связанные с тепловым потоком, такие как теплопроводность и теплоемкость, задаются в виде функций пористости, температуры и давления.

Геологическое строение, интерпретированное по сейсмическим разрезам, пересекающим глубоководную часть ЮКВ, легло в основу двумерного моделирования по программе SIGMA-2D. Построение модели потребовало ввода широкого спектра геологических, геотермических и геохимических данных. Например, результаты во многом зависят от литологического описания горизонтов, слагающих моделируемые разрезы (рис. 13.28, *а*). Более проницаемые горизонты способствуют латеральной миграции флюидов, и в благоприятных структурных условиях могут служить вместилищем УВ (рис. 13.28, *б*).

Согласно результатам моделирования, жидкие УВ, образовавшиеся в олигоцен-миоценовых отложениях и эмигрировавшие из них в позднемиоцен-раннеплиоценовый период, мигрировали в северном направлении и были накоплены в структурах Апшерон-Прибалханского порога. Структуры Шах-Дениз, Булла-Дениз, Бахар и др., расположенные в глубоководной части бассейна, в этот период еще не были сформированы. Позже к моменту, когда эти структуры начали образовываться, материнские отложения находились в зоне конденсато- и газообразования. Соответственно в них уже поступали продукты поздней генерации, преимущественно газообразные УВ. Реализация ключевых элементов углеводородной системы (petroleum systems) Южного Каспия в ходе геологической истории бассейна иллюстрируется с помощью специальной аннотированной диаграммы на примере двух площадей (рис. 13.29).

С использованием программы GEMMOD Mudford и др. (1997) построили двумерную модель термального поля, преобразования ОВ и потока флюидов по разрезу, протягивающемуся от месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы до структуры Шах-Дениз. Согласно их исследованиям значительное различие в распределении давлений по разрезу в месторождениях Апшеронского полуострова и глубоководных структурах обусловлено глубинным разломом, проходящим между структурами Гум-Дениз и Бахар-Дениз. Указанный разлом экранирует поток флюидов, поступающих из центральной глубокопогруженной части бассейна.

Абрамс и Нариманов (1997) применили пакет бассейнового моделирования BasinMod с целью оценки уровня зрелости ОВ и температуры в олигоценовых отложениях ЮКВ, залегающих на глубинах не вскрытых бурением. Так, максимальная степень преобразованности ОВ в отложениях верхнего олигоцена на участке Пирсагат, выраженная в эквиваленте отражательной способности витринита, равна 0,75 % (рис. 13.30, *а*). Для ОВ морского происхождения (тип 2) это соответствует начальному этапу генерации нефти. На диаграмме, построенной для данного участка, выделяются две основные фазы УВ генерации — первый в 6 млн лет, и следующий в 2 млн лет тому назад. Эти два импульса генерации являются следствием погружения отложений, последующего воздымания и повторного погружения. На участке Бахар отмечается только одна фаза генерации УВ. Здесь верхнеолигоценовые отложения по эквиваленту отражательной способности витринита находятся на том же уровне созревания ОВ, что было прогнозировано для участка Пирсагат (рис. 13.30, *б*).

Для количественного описания современного и палеотемпературного

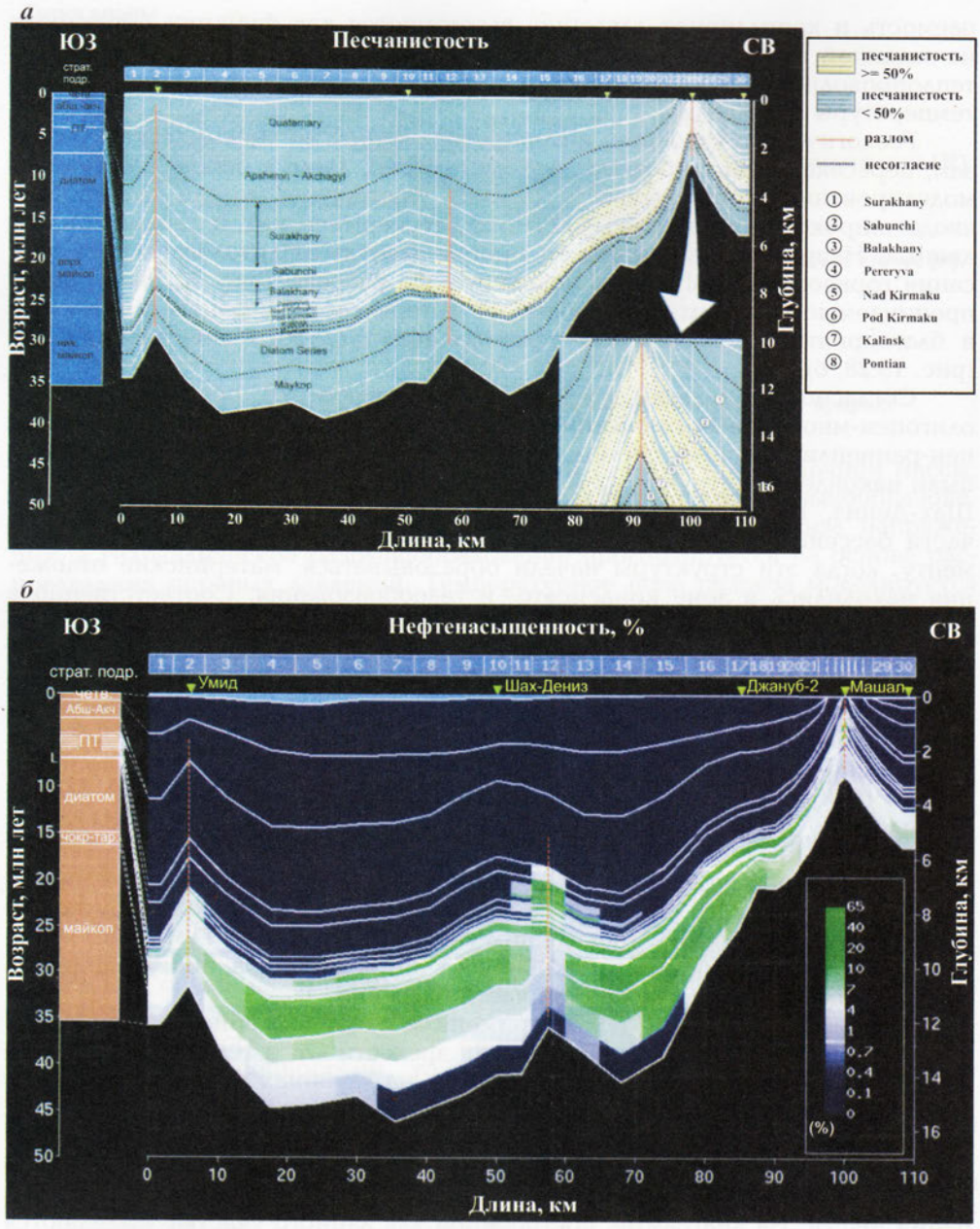
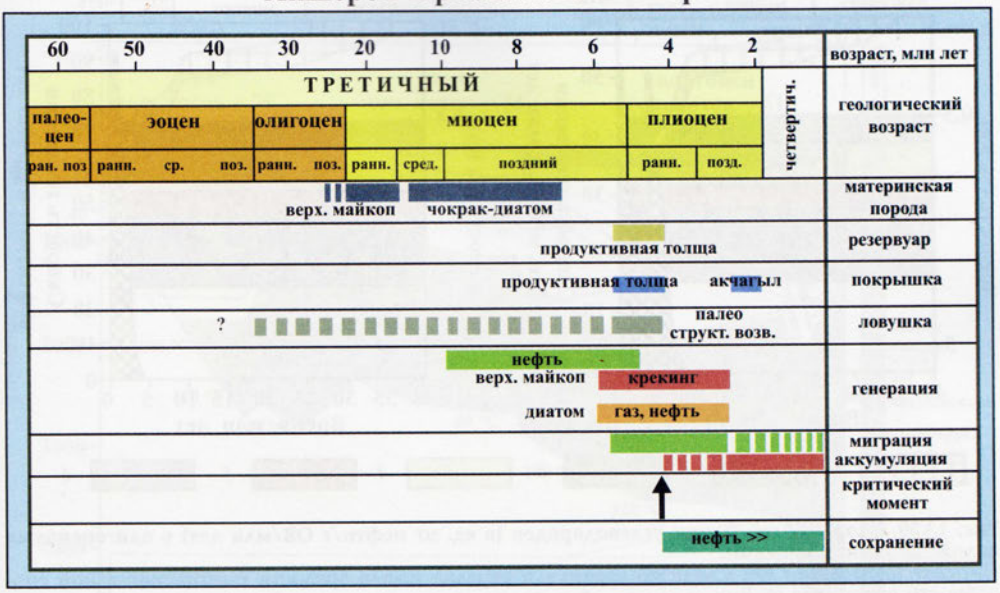


Рис. 13.28. Модель генерации, миграции и накопления УВ, построенная с использованием программного пакета SIGMA-2D. В Южно-Каспийской впадине наличие, расположение и протяженность проницаемых горизонтов в разрезе (*а*) являются определяющими факторами для миграции и накопления УВ (*б*)

режима и связанных с этим особенностей нефтегазообразования в Прикаспийско-Губинском районе было проведено моделирование по отдельным площадям (Hydrocarbon prospectivity..., 1998). Эти модели основывались на

Апшерон-Прибалханский порог



Шах-Дениз и прилегающий район

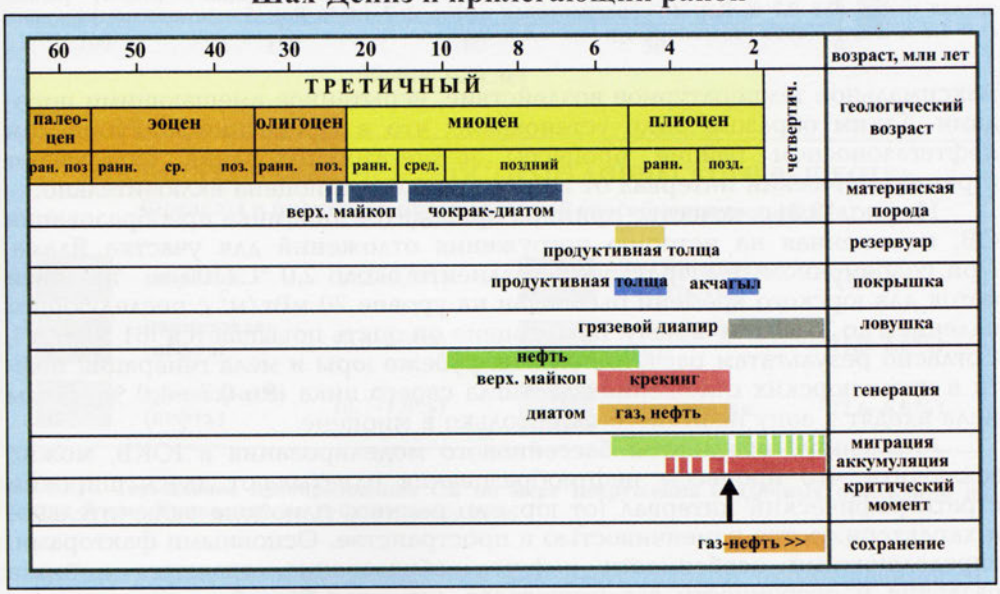


Рис. 13.29. Аннотированные диаграммы реализации элементов углеводородной системы Южного Каспия в ходе геологической истории бассейна для Апшерон-Прибалханского порога (*а*) и площади Шах-Дениз (*б*)

постоянном и изменяющемся во времени тепловом потоке, рассчитанном по температурным данным из скважин и с учетом геотермических свойств пород. Построенные термальные модели сопоставлялись с данными по отражательной способности витринита (Ro) — показателя, фиксирующего

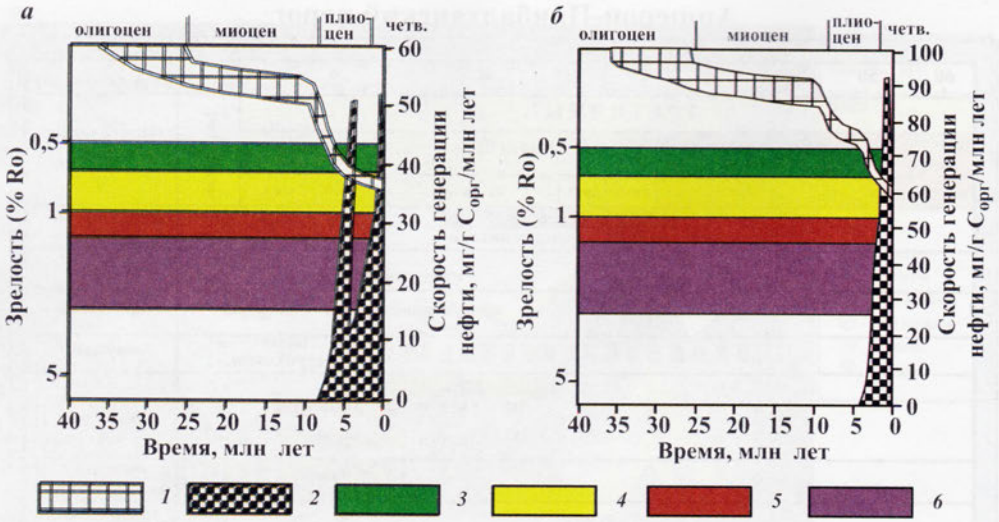


Рис. 13.30. Скорость генерации углеводородов (в ед. мг нефти/г ОВ/млн лет) в олигоценовых отложениях по площадям:
Пирсаат (*а*) и Бахар (*б*). Слева по вертикали указана шкала зрелости по отражательной способности витринита (% Ro):
1 – погружение майкопской материнской толщи; *2* – скорость генерации нефти; *3* – раннезрелая нефть (0,5–0,7 % Ro); *4* – среднезрелая нефть (0,7–1,0 % Ro); *5* – позднезрелая нефть (1,0–1,3 % Ro); *6* – зона газогенерации (1,3–2,6 % Ro)

максимальное температурное воздействие, испытанное вмещающими породами. Таким образом, было установлено, что в Прикаспийско-Губинском нефтегазоносном районе процессы нефтегазообразования охватывают стратиграфический интервал от юры до раннего плиоцена включительно.

На рис. 13.31 в качестве примера приводится динамика преобразования ОВ, наложенная на историю погружения отложений для участка Ялама. При современном температурном градиенте около 2,0 °С/100 м, тепловой поток для юрского времени был задан на уровне 70 мВт/м^2 с последующим падением до 35 мВт/м^2 в мелу. В олигоцене он опять повышается (61 мВт/м^2). Согласно результатам расчетов уже на рубеже юры и мела генерация нефти в нижнеюрских отложениях достигла своего пика (Ro 0,7 – 1,0 %). Низы мела входят в зону нефтяного окна только в миоцене.

Анализируя результаты бассейнового моделирования в ЮКВ, можно заключить, что процессы нефтеобразования охватывают здесь широкий стратиграфический интервал (от юры до раннего плиоцена включительно) и характеризуются изменчивостью в пространстве. Основными факторами, определяющими особенности нефтегазообразования, являются история развития и особенности геологического строения бассейна, его температурный режим и т.д. Так, например, согласно результатам моделирования в ЮКВ, которая испытала интенсивное прогибание и процесс лавинного осадконакопления с формированием мощной толщи плиоцен-четвертичного комплекса отложений и погружением мезозойских пород на значительные глубины (до 25 – 30 км), пик нефтеобразования, имея растянутый характер, охватывает молодые палеоген-неогеновые отложения.

Мировая нефтяная и газовая промышленность широко пользуется разработками Французского Института Нефти, специализирующегося на

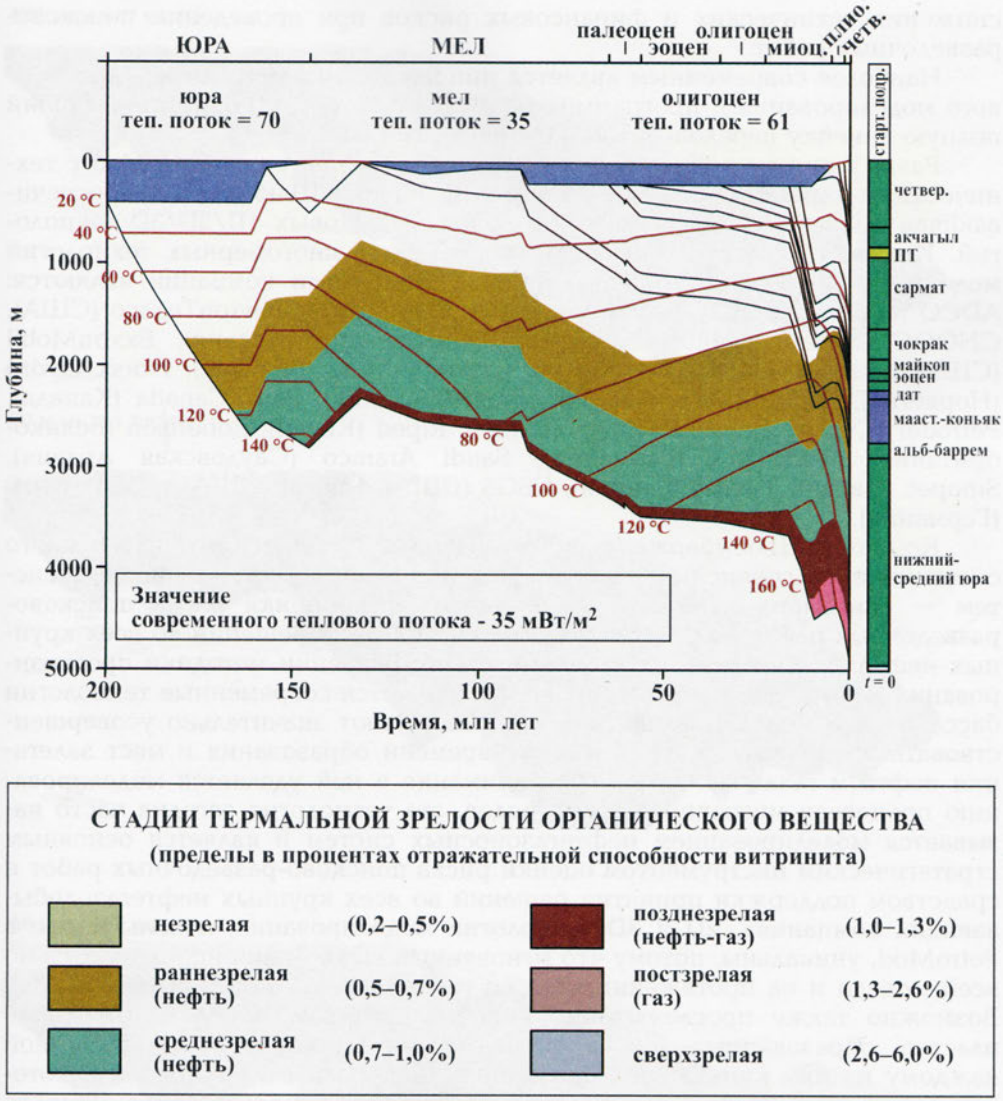


Рис. 13.31. Термальное преобразование ОВ по мере погружения осадочных отложений на участке Ялама Прикаспийско-Губинского района

разработке программных технологии для нефтегазовой промышленности. Совместно с компанией Beicip-Franlab Французский Институт Нефти разрабатывает и распространяет ряд высокопроизводительных инструментов, простое в использовании программное обеспечение, что удовлетворяет требования нефтяной промышленности в таких областях, как бассейновое моделирование, моделирование коллекторов (особенно трещиноватых) и анализа рисков.

Разработанная ими программа **Temis-моделирование нефтегазоносных систем** является моделированием физических и химических процессов, определяющих наличие залежей углеводородов в осадочных бассейнах для

снижения технических и финансовых рисков при проведении поисково-разведочных работ.

Наиболее современным является инновационная технология бассейнового моделирования и программный комплекс PetroMod, предоставляющий полную линейку передовых 1D/2D/3D технологий.

Разработчиком технологий и компьютерных программ PetroMod с техническими характеристиками, является Компания Шлюмберже, обеспечивающая полный ассортимент комплексных передовых 1D/2D/3D технологий. Компания является ведущим поставщиком многомерных технологий моделирования нефтегазоносных систем. Клиентами компании являются: ADCO (Абу-Даби), BG (Великобритания), BP (США), ChevronTexaco (США), CNOOC (Китай), ConocoPhillips (США), Eni-Agip (Италия), ExxonMobil (США), Kerr-McGee (США), Maersk (Дания), MOL (Венгрия), Norsk Hydro (Норвегия), Pemex (Мексика), Petrobras (Бразилия), Petro-Canada (Канада), Petrodar (Судан), Repsol-YPF (Аргентина), Riped (Китай), Robertson (Великобритания), RWE-DEA (Германия), Saudi Aramco (Саудовская Аравия), Sinopec (Китай), Total (Франция), USGS (США), Unocal (США) и Wintershall (Германия).

Компания Шлюмберже является ведущим поставщиком программного обеспечения и сервисных услуг по моделированию нефтегазоносных систем — основного стратегического инструмента оценки риска поисково-разведочных работ и средства поддержки принятия решений во всех крупных нефтегазодобывающих компаниях. При освоении методики прогнозирования нефтегазоносности широко применяются современные технологии бассейнового моделирования, которые позволяют значительно усовершенствовать процедуру прогнозирования времени образования и мест залегания нефти и газа. Так как особое внимание в ней уделяется моделированию процессов миграции углеводородов, эта технология сегодня часто называется моделированием нефтегазоносных систем и является основным стратегическим инструментом оценки риска поисково-разведочных работ и средством поддержки принятия решений во всех крупных нефтегазодобывающих компаниях. 2D и 3D технологии моделирования, используемые в PetroMod, уникальны, потому что мгновенные вычисления используются по всей модели и на протяжении всей ее геологической истории (рис. 13.32). Возможно также прослеживание нефтематеринских пород и выявление пластов, образованных множественными источниками, со свойственной каждому из них кинетикой и другими разнообразными свойствами, которые могут быть отслежены отдельно на протяжении всего миграционного процесса.

Шлюмберже также разработала уникальную гибридную технологию моделирования миграции углеводородов, посредством которой возможно построение детальной модели очень высокого разрешения на основе сложных физических технологий (рис 13.33). Данная технология обеспечивает наиболее точное решение основной проблемы моделирования зависимостей между высотой геологической колонки и прорывами через пласты-покрышки и намного превосходит по точности методы, основанные на характере течения флюидов по закону Дарси. Эта технология позволяет обмен всеми геометрическими и параметрическими данными системы между модулями различных техник моделирования во время прогона модели.

Разработчики предлагают программное обеспечение со стандартизиро-

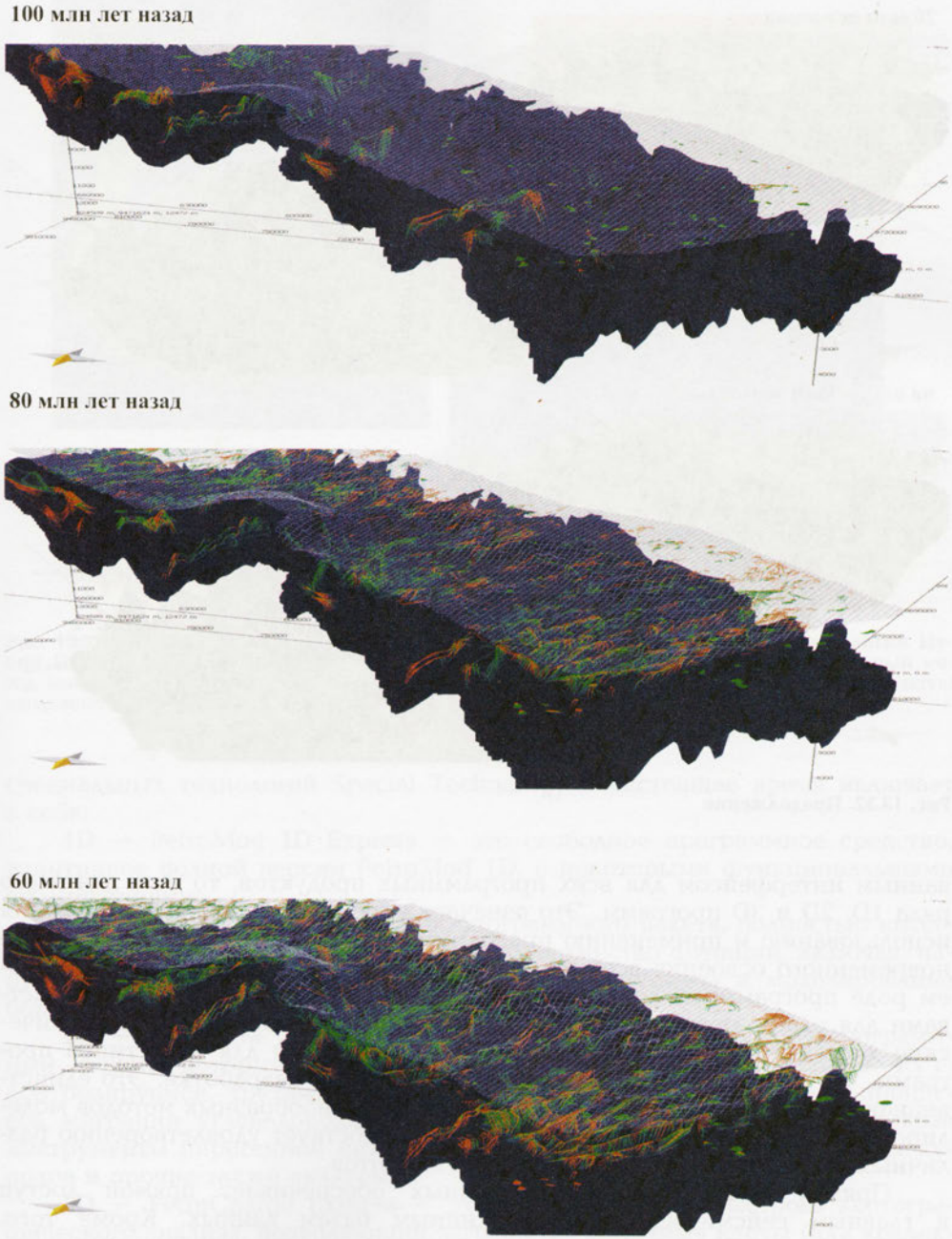


Рис. 13.32. Миграция и аккумуляция углеводородов исследуемой территории в течение геологической истории.
Потенциальные аккумуляции показаны в выбранных резервуарах. Зеленым цветом обозначена фаза жидкости, красным цветом – газ. Линии тока показывают потенциальные пути миграции в ловушках

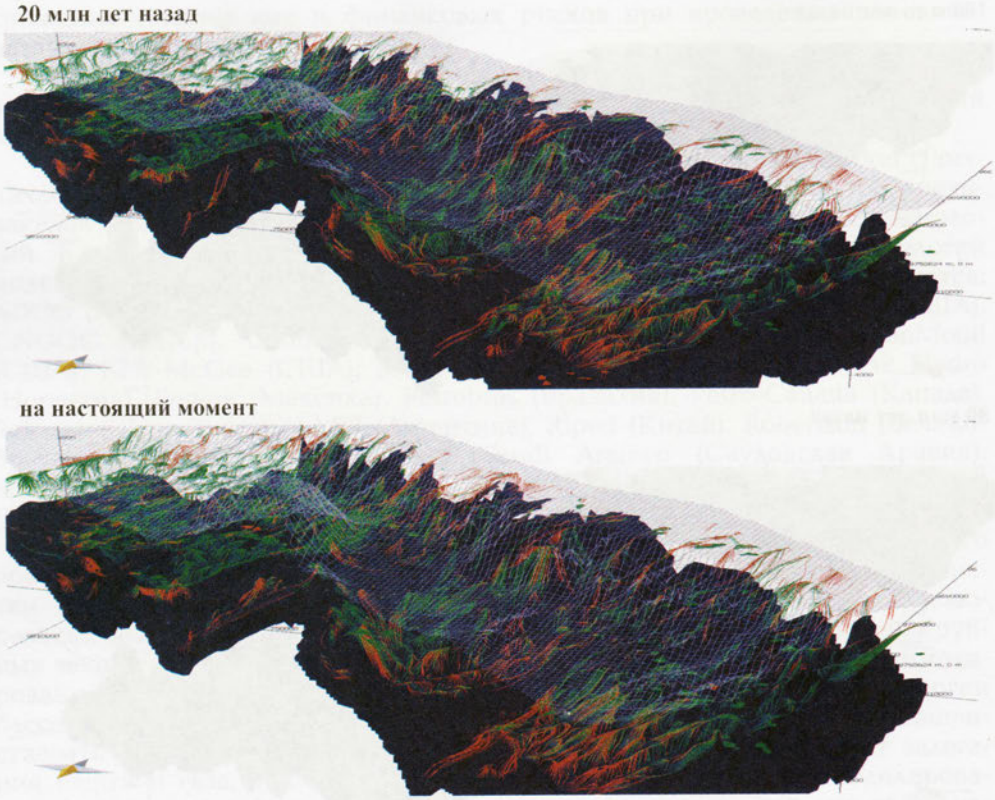


Рис. 13.32. Продолжение

ванным интерфейсом для всех программных продуктов, то есть для всего ряда 1D, 2D и 3D программ. Это означает упрощение процедуры обучения использованию и применению программных продуктов и возможность одновременного освоения всех измерений. PetroMod — единственный в своем роде программный продукт с одинаковыми моделирующими устройствами для одно-, двух- и трехмерных моделей, таким образом, все технические характеристики модели являются идентичными для всех типов программ, что минимизирует возможные ошибки при разработке. Это единственная система, позволяющая использование разнообразных методов моделирования для одинаковых моделей, что способствует удовлетворению различных технических требований наших клиентов.

Прямая выборка двоичных данных обеспечивает прямой доступ к главным сейсмическим и скважинным базам данных. Кроме того, программные продукты весь набор программных модулей независим от платформы, то есть каждый пакет доступен как на рабочих станциях (Unix, Irix), так и на персональном компьютере (Windows XP/2000 и Linux). Такое значительное преимущество обеспечивает гибкое использование программ, как на внутренних рабочих станциях, так и дистанционно.

Полностью интегрированный набор PetroMod 1D, 2D, 3D и пакетов

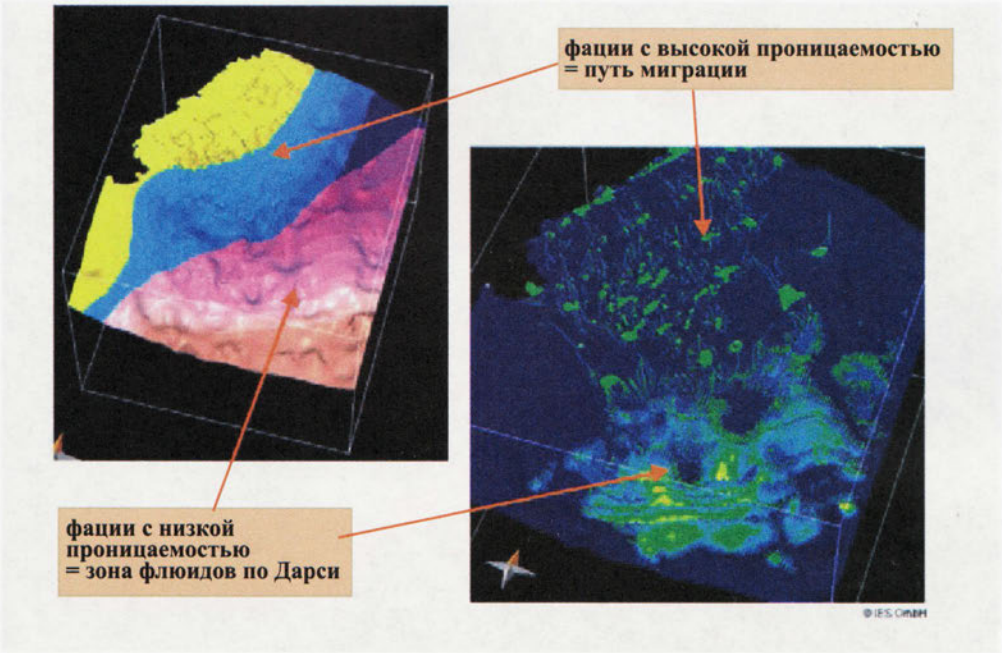


Рис. 13.33. Моделирование миграции углеводородов с помощью гибридной технологии Hybrid Darcy/Flowpath Полная 3D гибридная модель автоматически выбирает оптимальный метод миграции в соответствии со свойствами геологической модели и обеспечивает лучшую сходимость с известными залежами

специальных технологий Special Technology в настоящее время включает в себя:

1D — PetroMod 1D Express — это свободное программное средство, идентичное полной версии PetroMod 1D, с некоторыми функциональными ограничениями;

PetroMod 1D — полная версия программного пакета, полностью интегрированная с 2D и 3D системами. Имеет множество функций, включая, например, пространственные движения соляных куполов и моделирование бокового давления;

2D — PetroFlow 2D — наиболее широко используемый 2D программный пакет, который позволяет выполнять полное двухмерное PVT-контролируемое, трехфазное, многокомпонентное моделирование процессов миграции углеводородов (моделирование течений). Все специальные инструменты пирогенной интрузии, моделирования движения соляных куполов и прочие также включены;

3D — PetroCharge Express — это инструмент для быстрого картографического анализа, позволяющий загружать единичные карты (или коллекторы) и выполнять оценку запасов объемным методом (заполнение) и оценку дренажных зон;

— PetroCharge — основной 3D программный пакет, который дает возможность обрабатывать трехмерные модели данных с помощью мульти-1D моделирования изменений температуры и процесса созревания вместе с моделированием многопластовой миграции углеводородов и миграции из-

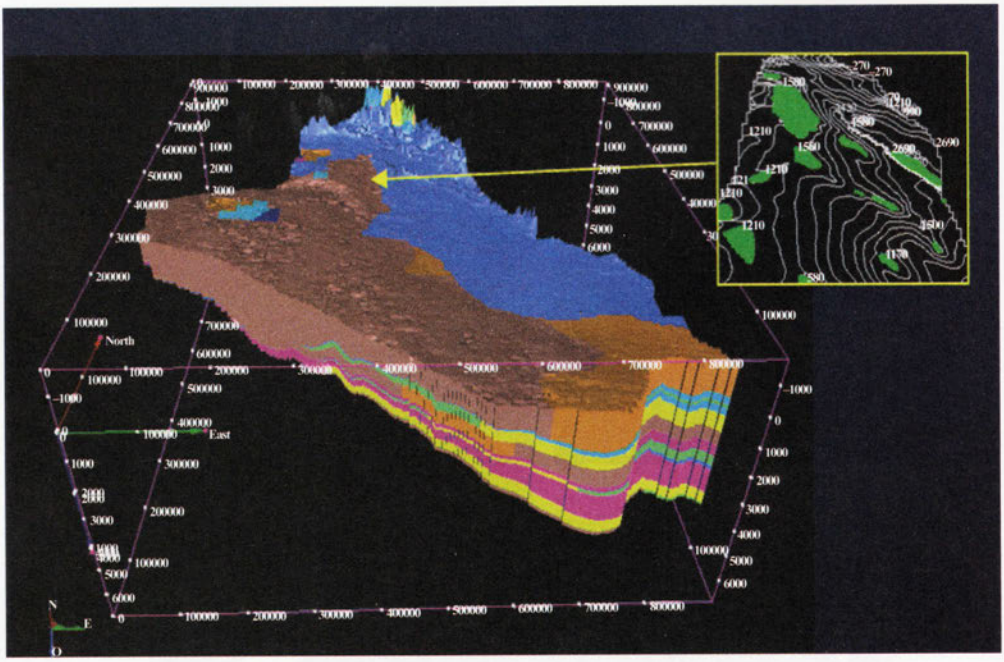


Рис. 13.34. 3D модель нефтегазоносных систем Ирака

множественных источников с помощью имитаторов миграции потока Flowpath для анализа истории заполнения;

— PetroFlow 3D — наиболее широко используемый 3D пакет с полностью PVT-контролируемым, многокомпонентным, трехфазным моделированием процессов миграции углеводородов (моделирование течений), выполняемым посредством трехмерных моделей. Все методы моделирования миграции (Flowpath, Darcy, Hybrid Darcy/Flowpath) и все специальные функции (пирогенной интрузии, пространственные движения соляных куполов и т.д.) также включены в этот пакет.

Модель нефтегазоносных систем является трехмерным представлением геологических данных области интереса, от зоны заполнения или дренажной зоны до целого бассейна. Модель данных для моделирования нефтегазоносных систем строится с помощью специального имитатора, который позволяет определить историю генерации углеводородов, изменения температуры, давления и путей миграции и в результате создает динамичную модель эволюционного развития данной области интереса в масштабе геологического времени. Технология трехмерного моделирования стала применяться для оценки ресурсов и запасов лишь в последние 4—5 лет благодаря ряду недавних технических разработок, таких как современный метод **PVT-контролируемого моделирования углеводородных фаз** (особенно важен для оценки наличия накоплений нефти и газа), специальный **гибридный имитатор** (позволяет выполнять крупномасштабные модели высокого разрешения), а также с появлением экономичной параллельной обработки. На рис. 13.34 дана 3D модель нефтегазоносных систем Ирака.

Компания Saudi Aramco использует 3D моделирование нефтегазоносных систем для изучения газового потенциала палеозойской нефтегазонос-

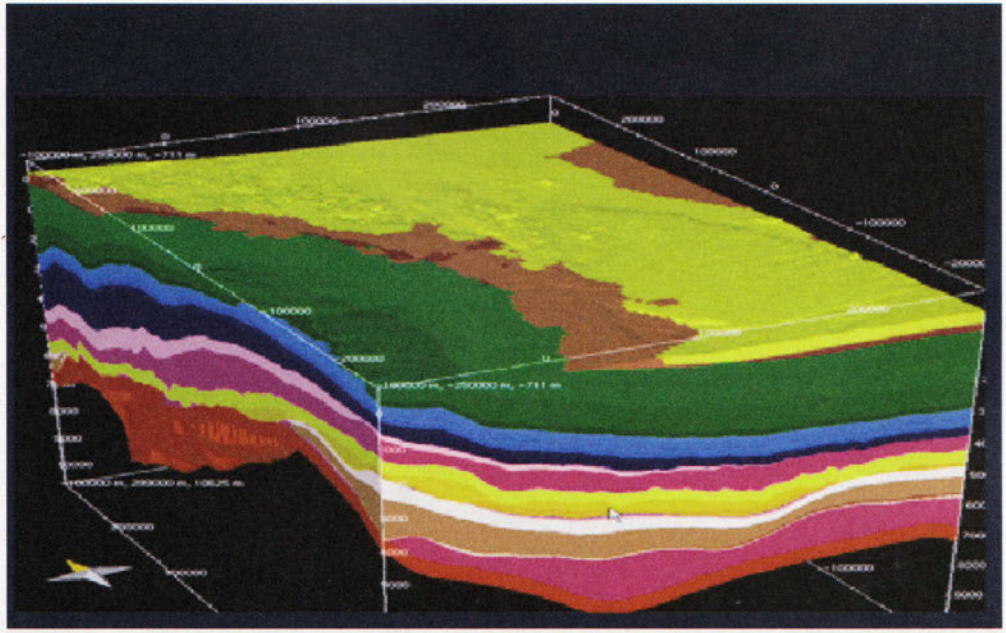


Рис. 13.35. 3D модель нефтегазоносных систем Саудовской Аравии

ной системы Саудовской Аравии путем выполнения трехмерных моделей геологических данных высокого разрешения, которые включают почти всю территорию **Саудовской Аравии** (рис. 13.35). В **Объединенных Арабских Эмиратах** (ОАЭ) – одной из ведущих нефтегазодобывающих стран на Ближнем Востоке – оценка запасов производится национальной нефтегазодобывающей компанией ADCO, которая играет решающую роль в разработке перспективных стратегий. ADCO использовала 3D моделирование нефтегазоносных систем в качестве составной части оценки запасов. В настоящее время один из наиболее крупных текущих проектов компания Шлюмберже выполняет совместно с **Pemex**, мексиканской государственной нефтегазовой компанией, которая охватывает весь Мексиканский залив (рис. 13.36).

Системно-методический подход к изучению нефтегазоносных систем – проверенный стратегический инструмент снижения рисков поисково-разведочных и эксплуатационных работ. За последнее десятилетие появились новые технологии, которые позволяют извлекать дополнительную информацию непосредственно из геофизических данных. Это дало возможность сделать существенный вклад в сокращение геологоразведочных рисков.

Анализ нефтегазоносной системы, системно-методический подход к изучению нефтеносных систем может быть определен как строгий, структурированный и комплексный анализ всех имеющихся данных, относящихся к перспективам нефтегазоносности продуктивных отложений и нефтегазоносного комплекса.

Модель нефтегазоносных систем является цифровой моделью всей нефтегазоносной системы, которая используется для объяснения и прогно-

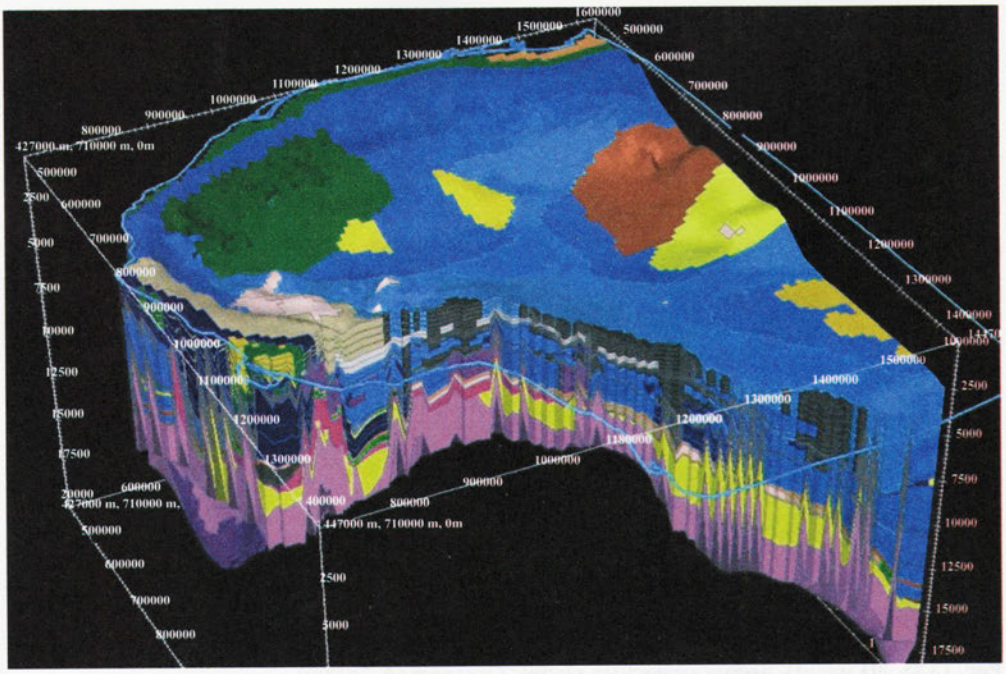


Рис. 13.36. Оценка запасов углеводородов Мексиканский Залив, компания Pemex

зирования моделируемых взаимосвязанных процессов и их результатов. Модель нефтегазоносных систем является динамичной моделью. Это означает, что моделирование нефтегазоносных систем дает возможность полной записи генерации, миграции, накопления и потери нефти и газа в нефтегазоносной системе в масштабе геологического времени.

Наиболее существенным усовершенствованием в моделировании нефтегазоносных систем за последнее время был выход в мир 3D. Он сопровождался новыми успешными разработками в других областях, таких как прогнозирование свойств углеводородов, обработка высокоразрешающих моделей данных и интеграция структурного моделирования нефтегазоносных систем. Одной из последних разработок является полная интеграция методов анализа риска (Risk Analysis methods), используемых в качестве регулирующего механизма при моделировании нефтегазоносной системы.

Прогнозирование свойств углеводородов. Моделирование нефтегазоносных систем повлекло за собой улучшенное понимание закономерностей распределения месторождений нефти и газа и их свойств. Такие свойства, как газовый фактор, плотность нефтепродукта в градусах API (Американского нефтяного института) и даже смеси определенных составляющих могут быть проанализированы, объяснены и затем предсказаны с все более увеличивающейся точностью. Распределение нефти и газа больше не является следствием предположений, оно может быть подвергнуто строгому научному анализу как по региональной шкале, так и по шкале объектов, например, когда исследуются спутниковые структуры.

Это стало возможным благодаря внедрению продвинутых PVT-контролируемых, многофазных, многокомпонентных техник моделирования (мгновенного вычисления), которые до этого были доступны только в имитаторах пластов, но теперь могут эффективно использоваться в больших высокоразрешающих геологических моделях. Типичные крупномасштабные модели данных нефтегазоносных систем теперь могут охватывать такие области, как большая часть норвежского сектора Северного моря, весь датский сектор Северного моря, Объединенные Арабские Эмираты или даже вся центральная и восточная части Саудовской Аравии — и все это в одной полностью интегрированной 3D геологической модели данных.

Во всех крупных нефтяных компаниях по разведке и добыче специализированные группы нефтегазоносных систем, сетевые и обслуживающие компании предоставляют технологии для групп по геологоразведке и управлению ресурсами. С появлением 3D моделирования и последними достижениями техники системно-методический подход к изучению нефтегазоносных систем и моделирование нефтегазоносных систем стали проверенными стратегическими инструментами в нефтяной разведке и добыче.

Трехмерная модель нефтегазоносных систем является единственным типом геологической модели данных, которая включает в себя все основные факторы геологоразведочного риска: заполнения, ловушки и время генерации углеводородов; миграцию и потери.

Поэтому только технология **Risk Analyses** позволяет проводить исследования риска в полностью интегрированной и динамической геологической модели данных. Она гарантирует последовательный и количественный анализ геологоразведочного риска. Новые методы, такие как байесовская статистика, полностью интегрированы в рабочие механизмы моделирования нефтегазоносных систем с целью дальнейшего совершенствования и ускорения оценки рисков.

Модель нефтяной системы — единственная модель геологических данных, содержащая все основные факторы геологоразведочных рисков и позволяющая учесть их взаимодействие и, следовательно, проследить их развитие.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что использование только одного из методов, к примеру, специального геофизического, геологического или геохимического подхода, не приведет к значительному снижению геологоразведочных рисков. Только последовательно применяя принцип полной интеграции, который использует все доступные ГиГ данные, можно надеяться на улучшение понимания и количественного представления факторов геологического риска. Системный подход к изучению нефтегазоносных систем — это комплексный метод, который используется для оценки важнейших геологических факторов отдельных перспективных структур, нефтегазоносных комплексов и целых бассейнов и таким образом снижает геологоразведочные риски и риски в управлении ресурсами. Он представлен в качестве основного инструмента для проведения поисковых и геологоразведочных работ.

Риски поисково-разведочных работ на нефть и газ, связанные с неточностями данных. Наиболее важной последней разработкой является возможность выполнения анализа рисков в рамках полной продвинутой 3D модели. Данный анализ позволяет определить неточности исходных данных и проанализировать их влияние на результаты моделирования. Особен-

ность этой процедуры состоит в том, что она не только определяет углеводородное заполнение, но и может быть применена ко всем процессам генерации, миграции и потери углеводородов.

Как и в любой другой науке, проблема наличия неопределенностей данных и методов их разрешения является основной задачей всех специалистов по наукам о Земле. Хотя правильно составленная модель геологических данных позволяет произвести обработку и анализ интерпретаций с целью извлечения дополнительной информации из имеющихся данных, в любом случае необходимо задаться вопросом, насколько надежными являются результаты таких анализов. Следовательно, целью геологического моделирования должно являться усовершенствование интерпретации влияния неточностей вводимых данных на результаты моделирования.

При моделировании нефтегазоносных систем рекомендуется получить ответы, например, на следующие вопросы: насколько сильно влияние неточностей на полученные данные температур и давлений, насколько модель чувствительна ко времени генерации углеводородов и насколько значимы результаты моделирования процессов миграции углеводородов. Являются ли результаты характерными для ряда возможных значений и переменных или же они являются одними из широкого ряда возможных результатов? Далее мы можем использовать такую информацию для более достоверной интерпретации и ранжирования необходимых объектов не только в отношении риска заполнения, но и прочих соответствующих геологических факторов риска.

Для решения таких задач компания Шлюмберже разработала и выпустила программу **Risk Management System (PetroRisk®)**, которая осуществляет роль регулирующего механизма всего ряда PetroMod 1D/2D/3D моделирующих пакетов, а также всех пакетов специальных технологий, как, например, TecLink.

Программа PetroRisk® обеспечивает не только определение рисков заполнения, но и, следуя пути миграции, выполняет оценку вероятности наличия залежей.

Данная программа позволяет оценивать неточности входных геоданных перспективных структур и нефтегазоносных комплексов, например, свойств и закономерностей распределения литофаций, условий залегания материнских пород и граничных условий, таких как эрозия и тектонические воздействия, делать количественную и статистическую оценку влияния данных неопределенностей на результаты моделирования. Это означает, что определение рисков геологоразведочных работ больше не ограничено возможностью составления упрощенного дерева решений и схожими концепциями, а может выполняться в рамках полностью интегрированной динамической геологической модели, в которой все переменные, влияющие на заполнение, ловушки и время генерации, являются частью непротиворечивой физической модели Земли.

Сочетание передовой технологии моделирования PetroMod с системой риск-менеджмента PetroRisk предоставляет уникальные технические функциональные возможности для оценки геологических рисков при проведении поисково-разведочных и эксплуатационных работ. Как же используется система риск-менеджмента PetroRisk? Она полностью интегрирована со всей системой PetroMod и прекрасно вписывается в стандартный рабочий механизм и модули:

2D

PetroFlow 2D — наиболее широко используемый 2D программный пакет, который позволяет выполнять полное двухмерное PVT-контролируемое, трехфазное, многокомпонентное моделирование процессов миграции углеводородов (моделирование течений). Основные уникальные характеристики PetroFlow 2D включают (рис. 13.37):

- полностью PVT-контролируемое, многокомпонентное, трехфазное моделирование миграции с применением мгновенных вычислений наряду с прослеживанием нефтематеринских пород;
- аналогичную систему кодирования PetroFlow 2D имитатора и 3D пакета, что обеспечивает использование одинаковых методов моделирования миграции (Darcy, Flowpath и Hybrid Darcy/Flowpath) и полную совместимость 2D/3D данных;
- полную интеграцию и совместимость данных всего ряда 1D/2D/3D моделирующих пакетов;
- доступность для всех платформ рабочих станций (Sun, SGI) и ПК (Windows XP/2000, Linux). Абсолютно идентичный интерфейс, функциональность и формат двоичных данных позволяют легко использовать данное устройство ввода/вывода в смешанных базовых системах;
- полный ряд специальных функций, таких как моделирование соляной и пирогенной интрузии, а также полную интеграцию с системой риск-менеджмента PetroRisk;

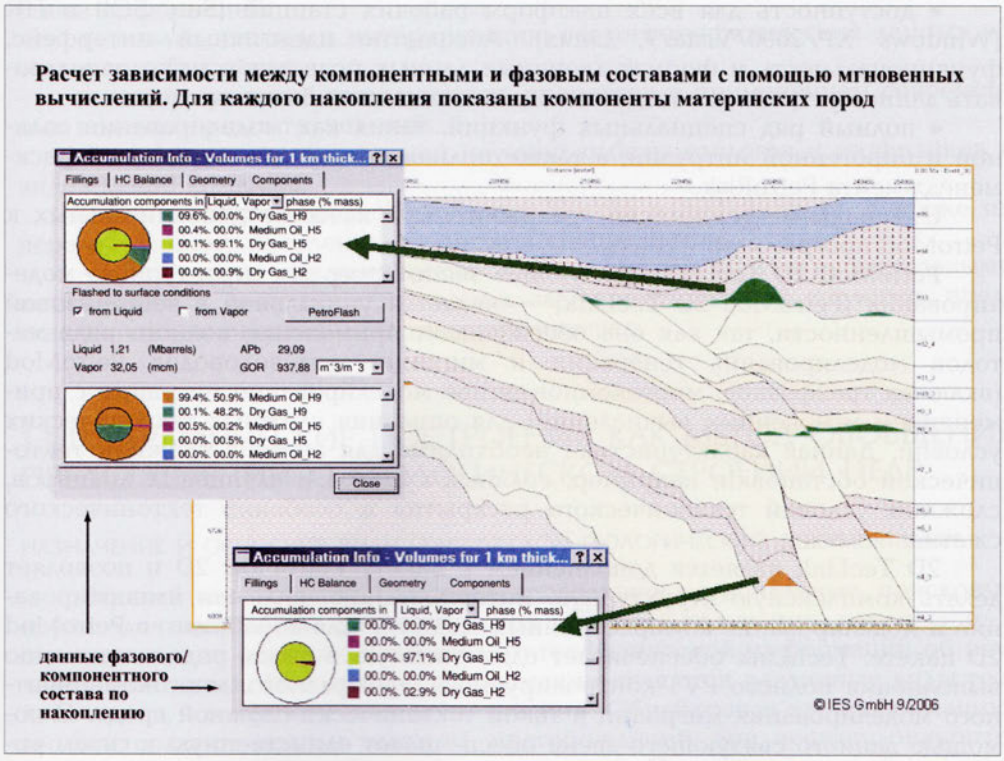


Рис. 13.37. Модель PetroFlow 2D — анализ выходных данных, прослеживание компонентов

• дополнительный обладающий уникальными характеристиками пакет 2D TecLink (см. ниже), позволяющий загружать разрезы и палеоразрезы непосредственно из структурных моделирующих пакетов таким образом, что все возможности PetroFlow 2D имитатора (включая трехфазное, многокомпонентное моделирование миграции) могут быть применены к структурным комплексным моделям даже в самой сложной тектонической обстановке надвиговых структур.

3D

PetroFlow 3D — наиболее широко используемый 3D пакет с полностью PVT-контролируемым, многокомпонентным, трехфазным моделированием процессов миграции углеводородов (моделирование течений), выполняемым посредством трехмерных моделей. Основными уникальными характеристиками PetroFlow 3D являются:

• полностью PVT-контролируемое, многокомпонентное, трехфазное моделирование миграции с применением мгновенных вычислений наряду с прослеживанием нефтематеринских пород;

• аналогичная система кодирования PetroFlow 3D имитатора и 2D пакета, что обеспечивает использование одинаковых методов моделирования миграции (Darcy, Flowpath и Hybrid Darcy/Flowpath) и полную совместимость 2D/3D данных;

• полная интеграция и совместимость данных всего ряда 1D/2D/3D моделирующих пакетов;

• доступность для всех платформ рабочих станций (Sun, SGI) и ПК (Windows XP/2000/Vista/7, Linux). Абсолютно идентичный интерфейс, функциональность и формат двоичных данных позволяют легко использовать данное устройство ввода/вывода в смешанных базовых системах;

• полный ряд специальных функций, таких как моделирование соляной и пирогенной интрузии, а также полная интеграция с системой риск-менеджмента PetroRisk.

Специальные технологии разработаны в качестве дополнительных к PetroMod программам.

PetroMod 2D TecLink связующее звено программ структурного моделирования (PetroMod 2D TecLink) — является уникальной в нефтегазовой промышленности, так как она обеспечивает применение полного ряда методов моделирования генерации и миграции углеводородов PetroMod (включая трехфазное, многокомпонентное моделирование миграции с применением мгновенных вычислений) для описания сложных тектонических условий. Данная характеристика необходима для анализа сложной тектонической обстановки, например, соляных куполов и сланцевых диапиров, сложных условий тектонического раскрытия и особенно тектонического сжатия.

2D TecLink является дополнением к пакету PetroFlow 2D и позволяет делать комплексную структурную интерпретацию, включая импортирование и моделирование компрессионных моделей для обработки в PetroMod 2D пакете. TechLink обеспечивает единственную в своем роде технологию выполнения полного PVT-контролируемого, трехфазного, многокомпонентного моделирования миграции в такой тектонически-сложной среде. С помощью данного связующего звена обеспечивает единственную в своем роде технологию выполнения полного PVT-контролируемого, трехфазного, многокомпонентного моделирования миграции нефти и газа в такой слож-

ной тектонической обстановке. PetroMod TecLink доступен в 2D варианте и связан со всеми широко используемыми коммерческими пакетами структурного моделирования.

PetroRisk является уникальной системой риск-менеджмента для определения и статистической оценки эффекта неточностей вводимых геологических данных. Данная технология может быть использована со всеми 1D, 2D и 3D программными пакетами PetroRisk. Система риск-менеджмента PetroRisk обеспечивает уникальное сочетание технических функциональных возможностей и интеграции методов анализа наряду с наличием усовершенствованных характеристик, как например, оценки влияния неточностей глубин, инструментов калибровки (например, критерий хи-квадрат, байесовская статистика), анализа характеристических поверхностей и многих других.

Таким образом, внедрение в геологоразведочный процесс инновационных технологий бассейнового моделирования, в том числе программного комплекса PetroMod, предоставляющего полную линейку передовых 1D/2D/3D технологий с техническими характеристиками, являющимися в настоящее время уникальными в нефтегазовой промышленности, делает возможным:

— освоение новейших геотехнологий прогноза, поисков, разведки и оптимизировать геологоразведочный процесс;

— оценку геологических рисков при проведении поисково-разведочных и эксплуатационных работ, связанный с недостаточностью и неточностями информаций;

— анализ, синтез и интерпретацию геолого-геофизических данных об осадочных бассейнах;

— моделирование геологических процессов с применением современных компьютерных технологий;

— организацию совместной научной работы геологов и геофизиков в виде единой команды;

— систематизацию геологических знаний и информации, а также их передачу новому поколению геологов и специалистов.

— укрепление сотрудничества между вузами, НИИ и нефтегазовыми компаниями в решении прикладных задач нефтегазовой геологии, представляющих научный и практический интерес.

13.10. ГРАФИЧЕСКИЕ ПОСТРОЕНИЯ КАК МЕТОД ОБОБЩЕНИЯ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ НЕДР

НАЗНАЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ГРАФИЧЕСКОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Задачей геологической службы, проводящей региональные, поисковые и разведочные работы на нефть и газ, является получение, накопление и систематизация обширнейшей геолого-геофизической информации об изучаемых объектах. Источником информации являются различные виды геологических и геофизических исследований. Обрабатывая эту информацию, геологи создают модели залежей, месторождений, зон нефтегазонакоплений, нефтегазоносных областей и провинций. Под геологической моделью понимается изображение (воспроизведение) любым способом реально су-

ществующих объектов с целью изучения закономерностей их строения. В зависимости от решаемой задачи и типа используемой информации, модель может быть описательной, графической, математической и др. Поскольку в геологии обычно оперируют графическими образами, наибольшее распространение получили методы геометризации, т.е. создание графических моделей изучаемых объектов, отражающих форму и свойства этих объектов, а также протекающие в них процессы.

Обязательный комплект геологической графики, составляемой по результатам геологоразведочных работ, включает: геолого-геофизические разрезы скважин и нормальный (пластовый) разрез, схема корреляции разрезов скважин (детальные схемы корреляции продуктивных пластов), профильные геологические разрезы, структурные карты по маркирующим и продуктивным горизонтам, карты мощностей, пористости и проницаемости продуктивных горизонтов, карты поверхностей флюидальных контактов, карты коэффициентов продуктивности и ряд других. Ниже рассматривается методика составления основных графических геологических документов и способов обобщения материалов при их составлении.

При проведении геологических построений необходимо выполнять определенные требования. Вся первичная геологическая информация (результаты описания и изучения керна, данные опробования скважин и лабораторных изучений флюидов) фиксируются в специально разработанных бланках и формах, а результирующие документы оформляются с использованием единой системы условных знаков.

Условные знаки в соответствии с их пространственной локализацией делятся на три класса: точечные, линейные и площадные (контурные). Условные знаки точечного типа используют для обозначения местоположения объектов локализованных в точках — например скважины. Условными знаками линейного типа отображают такие геологические объекты, как линии тектонических нарушений, выклиниваний, замещений, границы контактов горных пород и др. Площадными условными знаками обозначают отдельные участки и зоны с однотипными свойствами — контуры залежей, участки категорий запасов, зоны однотипного литологического состава пластов.

На геологических разрезах показывают интервалы отбора керна и результаты его исследования, интервалы, условия проведения и результаты опробования. На структурных планах выносят положение всех скважин, вскрывших картируемый горизонт, с указанием отметок кровли и результатов испытаний или характеристики нефтенасыщенности по данным каротажа.

В зависимости от поставленной задачи, сложности геологического строения изучаемого объекта, полноты и качества проводимых исследований, модель объекта будет характеризоваться различной достоверностью. Геометризация залежей и месторождений нефти и газа производится методами горной геометрии. Однако фундаментом для проведения всех геологических построений служит геологическая теория. Именно теоретические представления позволяют объединять отдельные геологические факты в единую картину знаний о строении изучаемого объекта.

13.10.1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КАРТЫ

Геологические карты — основной графический документ на всех этапах поисково-разведочных работ на нефть и газ. На их основе разворачиваются последующие работы, связанные как с общим геологическим изучением территории, так и непосредственно, с поисками и разведкой месторождений нефти, газа и других полезных ископаемых. При региональных поисках составляют мелкомасштабные геологические карты М 1:1000 000—1:500 000, цель которых — изучение общих черт геологического строения крупных территорий. При детальных поисках составляют геологические карты полудетальные М 1:200 000—1:100 000 и детальные М 1:50 000—1:25 000, назначение которых — изучение распространения литолого-стратиграфических комплексов, в том числе благоприятных для нефтегазообразования и нефтегазонакопления, а также выявление благоприятных для нефтегазонакопления структур. В районах со сложным геологическим строением и хорошей обнаженностью для детализации строения разведуемых локальных структур или их отдельных участков составляют крупномасштабные геологические или структурно-геологические профили. Они представляют структурно-геологические карты М 1:25 000—1:10 000.

Методика составления геологических карт подробно изложена в соответствующих пособиях и учебниках и здесь не рассматривается.

В настоящее время геологические карты составляются с использованием материалов аэрофотосъемки масштаба 1:25 000 и мельче. Получение по аэроснимкам геологических сведений базируется на детальном и объективном отображении на снимках особенностей рельефа, гидрографической сети, растительного покрова, связанных с геологическим строением земной поверхности.

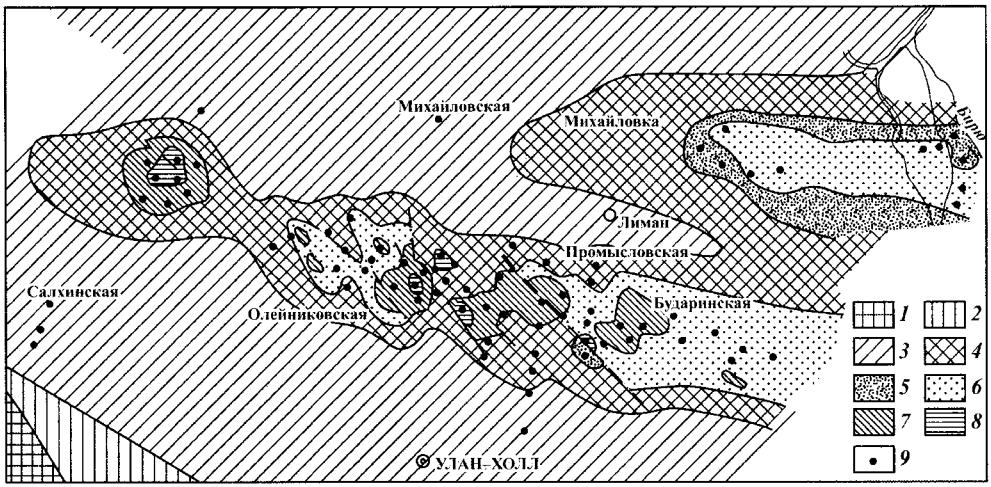


Рис. 13.38. Геологическая карта со снятым покровом плиоцен-четвертичных отложений вала Карпинского.

Неогеновая система: *1* – сарматский ярус (N^3s); *2* – тортонский ярус (N^2t); *3* – майкопская свита (P_3–N_1^1); *4* – палеогеновая система нерасчлененная (P). Меловая система: *5* – датский ярус (K_2d); *6* – маастрихтский ярус (K_2m); *7* – кампанский ярус (K_2cm); *8* – сантонский ярус (K_2st); *9* – скважины

Для районов, где четвертичные отложения имеют значительные мощности, целесообразно составлять геологические карты со снятым четвертичным покровом, строят их по данным картировочного или структурного бурения. Для этого во всех скважинах на исследуемой территории определяется стратиграфический возраст пород, залегающих под четвертичными отложениями. Определения возраста коренных отложений наносятся на план, после чего проводятся геологические границы. Точность составляемых карт зависит от количества исходных данных (скважин), равномерности их размещения по площади, а также детальности стратиграфической разбивки разрезов скважин.

На рис. 13.38 показана геологическая карта вала Карпинского со снятым покровом плиоцен-четвертичных отложений. На ней хорошо виден выход в ядрах структур более древних кампансантонских отложений, тогда как на крыльях вала развиты породы сарматского и тортонского ярусов и майкопской свиты.

Практика поисково-разведочных работ показывает, что геологические карты со снятым четвертичным покровом дают возможность изучать основные черты геологического строения исследуемых территорий, выявлять структуры, благоприятные для поисков нефти и газа.

13.10.2. СТРУКТУРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КАРТЫ

Геологические карты для районов с пологим залеганием отложений обычно являются непоказательными. Для правильного понимания геологического строения изучаемой территории часто составляют структурно-геологические карты, на которых совмещаются дополняющие друг друга геологическая и структурная карты.

Структурно-геологические карты составляют в процессе проведения структурно-геологической съемки, методика и техника проведения которой изложены в соответствующих учебных пособиях. При построении структурно-геологической карты наряду с нанесением на основу границ выходов на дневную поверхность отдельных литолого-стратиграфических комплексов выделяют ряд опорных (маркирующих) горизонтов, по которым строят в изолиниях структурные карты. Координаты и абсолютные отметки точек выхода кровли или подошвы опорного горизонта определяются с помощью геодезических инструментов.

13.10.3. КАРТЫ МОЩНОСТЕЙ

Для изучения и геологического развития как крупных территорий, так и отдельных структурных элементов (в том числе локальных структур) в настоящее время широко применяется метод анализа мощностей. В его основе лежит представление о связи интенсивности процесса осадконакопления с размахом колебательных движений. Мощность осадочных толщ является показателем скорости отложения осадков, так как прогибание обычно компенсируется осадконакоплением (В.В. Белоусов, Д.В. Наливкин). По относительным изменениям мощностей осадочных толщ можно судить либо о проявлении положительных тектонических движений по участкам относительного уменьшения мощностей, либо о преобладании отрицатель-

ных движений при наличии участков, характеризующихся повышенными мощностями.

Метод анализа мощностей для получения более точных данных при тектонических исследованиях необходимо дополнять анализом литофаций, так как мощности в значительной степени зависят от физико-географических и геоморфологических условий накопления осадков.

Анализ мощностей следует дополнять также детальным изучением разрезов скважин и их корреляцией, так как при этом обычно выявляются причины изменения мощностей анализируемых толщ: первичные, обусловленные характером колебательных движений, и вторичные, связанные с неравномерным размывом, резкими фациальными изменениями и неравномерным уплотнением различных литологических типов пород, зональным развитием отдельных пачек и горизонтов, наличием погребенного эрозионного рельефа и др.

Влияния многих из указанных факторов можно избежать при правильном выборе интервалов разрезов. При выборе больших интервалов обычно исключается влияние факторов, отражающихся на точности метода мощностей, но в то же время затушевываются детали и особенности формирования локальных структур. При использовании небольших интервалов искажающее влияние фактора неравномерного уплотнения может резко возрасти. Вследствие этого интервалы разреза, характеризующиеся наличием эрозионного рельефа, резким фациальным замещением пород и линзовидным строением, рекомендуется объединять с другими частями разреза, нивелирующими эти искажения. Практикой исследований установлено, что для платформенных территорий наиболее целесообразно принимать интервалы от 20—30 до 100—300 м. Для складчатых территорий они должны быть несколько увеличены.

Карты мощностей в зависимости от масштаба делятся на региональные, составляемые для крупных территорий, и детальные — для группы поднятий или отдельных локальных структур.

По скважинам и точкам на карты наносят определенные значения мощностей и на основе интерполяции проводят изолинии. Сечение изолиний нужно выбирать так, чтобы отразить на карте все необходимые детали изменения мощностей и одновременно с этим избежать перегрузки. При отсутствии на каких-либо участках изучаемых отложений особое внимание необходимо уделять проведению нулевых изолиний, ограничивающих участки проявления стратиграфических перерывов или полных размывов. В этом случае граница распространения отложений (нулевая изопахита) может пересекаться с изопахитами мощностей.

Для изучения истории геологического развития исследуемой территории обычно составляется серия карт мощностей, в совокупности позволяющих проследить историю вертикальных движений во времени и пространстве.

Весьма полезно совмещение палеогеологических карт и карт мощностей. Последние показывают распределение мощностей, обусловленное суммарным влиянием колебательных движений во время осадконакопления и следующими после него процессами размывов. Палеогеологическая карта одновременно указывает на относительную величину процессов размывов и характер проявления их по площади.

При построении карт мощности следует принимать значение истинной мощности. Для платформенных областей при небольших углах падения

изучаемых комплексов (до 1°) вертикальные мощности, значения которых могут быть непосредственно сняты с каротажных диаграмм, обычно практически не отличаются от истинных мощностей. Поэтому при составлении карт изопахит для таких районов можно использовать вертикальные значения мощности. Необходимо, однако, помнить, что в ряде случаев — при недоучете искривления скважин, крутых углах падения пород, наличии флексур, тектонических нарушений, асимметричном строении поднятий, увеличении углов падения с глубиной — вертикальные мощности могут сильно отличаться от истинных мощностей и использование последних может привести к ошибочным выводам. К ошибочным выводам может также привести недоучет уплотнения и различных фациальных особенностей осадков, например при некомпенсированном процессе осадконакопления и наличии первичных уклонов древних берегов не их подводных склонов. Максимальные мощности осадков в этом случае могут быть приурочены к прибрежным частям бассейнов с небольшим прогибанием дна, а минимальные мощности — к их глубоководным частям, где может иметь место наибольшее прогибание территории. Такие взаимоотношения мощности осадков и первичных уклонов дна бассейна имеют место в районах с широким развитием древних рифов, биогерм, баров и дельт.

Таким образом, для правильного применения метода анализа мощностей необходимо введение соответствующих поправок, исключающих указанные возможные ошибки.

Карты толщин широко используются при проведении подсчета запасов по отдельным залежам.

Построение этих карт осуществляется по данным ГИС, отбора керна и исследования пластов на продуктивность в скважинах.

На первом этапе строятся карты эффективных толщин по суммарным значениям всех коллекторов, выделенных в каждой пробуренной скважине. Интерполяция значений эффективных толщин в межскважинной зоне осуществляется по треугольной сетке, соединяющей ближайшие скважины. По полученным интерполяционным значениям проводятся линии равных эффективных толщин через 2, 4, ... *n* метра, в зависимости от выбранного сечения и толщины пласта. Во внескважинную зону значения экстраполируются по выявленным тенденциям.

Затем на полученную карту наносятся ***внешний*** и ***внутренний*** контуры нефтегазоносности залежи, проведенные по изогипсам кровли и подошвы пласта на уровне определенного в скважинах ВНК (ГВК). В залежах с литологическим ограничением пластов эта граница, обычно, проводится на половине расстояния между скважиной вскрывшей коллектор и скважиной, попавшей в зону плотных пород.

В пределах внутреннего контура, в полно-пластовой части залежи, линии равных эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин идентичны, а в межконтурной, водоплавующей части залежи, значения эффективных нефтенасыщенных толщин необходимо интерполировать от их величин на внутреннем контуре до нуля на внешнем.

На результирующей карте наносятся линии равных эффективных нефтенасыщенных толщин с оцифровкой, внешний и внутренний контуры, все скважины (в том числе и законтурные) со значениями эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин, линейный масштаб (рис. 13.39).

Значительную пользу при построении карт эффективных нефтенасы-

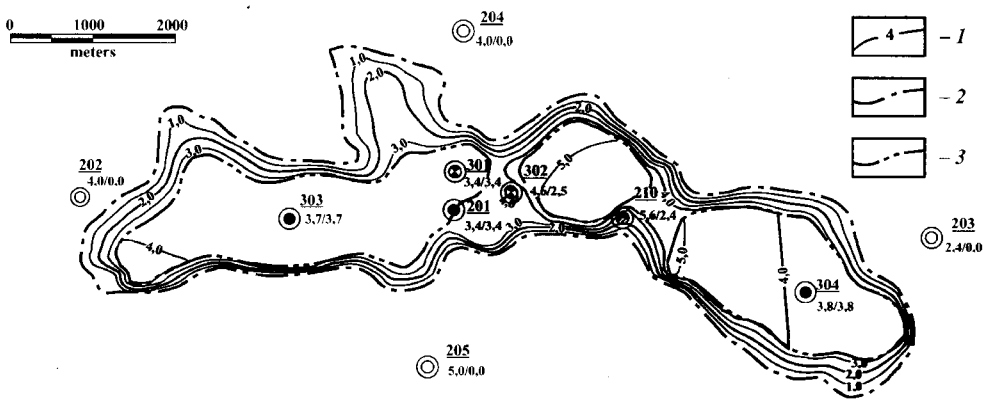


Рис. 13.39. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин:
1 – эффективные нефтенасыщенные толщины; *2* – внешний контур; *3* – внутренний контур

щенных толщин приносят данные объемной сейсморазведки МОГТ 3Д, позволяющие уточнять распределение толщин в межскважинном пространстве и, особенно, определять литофациальные границы залежей.

Описанный алгоритм построения карт в настоящее время реализован в многочисленных программных средствах, от простых интерполяционных программ, до программ с ранжированием приоритетов исходной информации (скважина, сейсмика и т.д.).

13.10.4. ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

Основным источником информации о геологическом строении изучаемого разреза осадочных пород являются скважины. Поэтому одним из главных в комплексе геологических документов является геолого-геофизический разрез скважины (рис. 13.40). На геолого-геофизическом разрезе фиксируется вся информация о вскрываемом скважиной разрезе — литология пород, глубины нефтегазоносных горизонтов, геологические границы. Разрезы продуктивных горизонтов составляются в масштабе 1:500 или 1:200.

По комплексу промыслово-геофизических исследований, по результатам изучения керна и данным опробования и испытания разрезы скважин расчленяются на пласты, различные по литологическому составу и физическим свойствам. Литологический состав выделяемых пластов можно устанавливать по керну. Однако данный способ требует сплошного отбора керна, и на практике он используется достаточно редко. В основном тип пород определяется косвенными методами, путем измерения их физических свойств промыслово-геофизическими методами. Эта процедура называется интерпретацией данных геофизических исследований скважин. Образцы керна, взятые из различных интервалов разреза, служат в качестве эталона для интерпретации каротажных кривых определения истинных значений физических свойств вскрытых в скважине пластов. Кроме того, состав пород может определяться по шламу, который выносится с забоя промывоч-

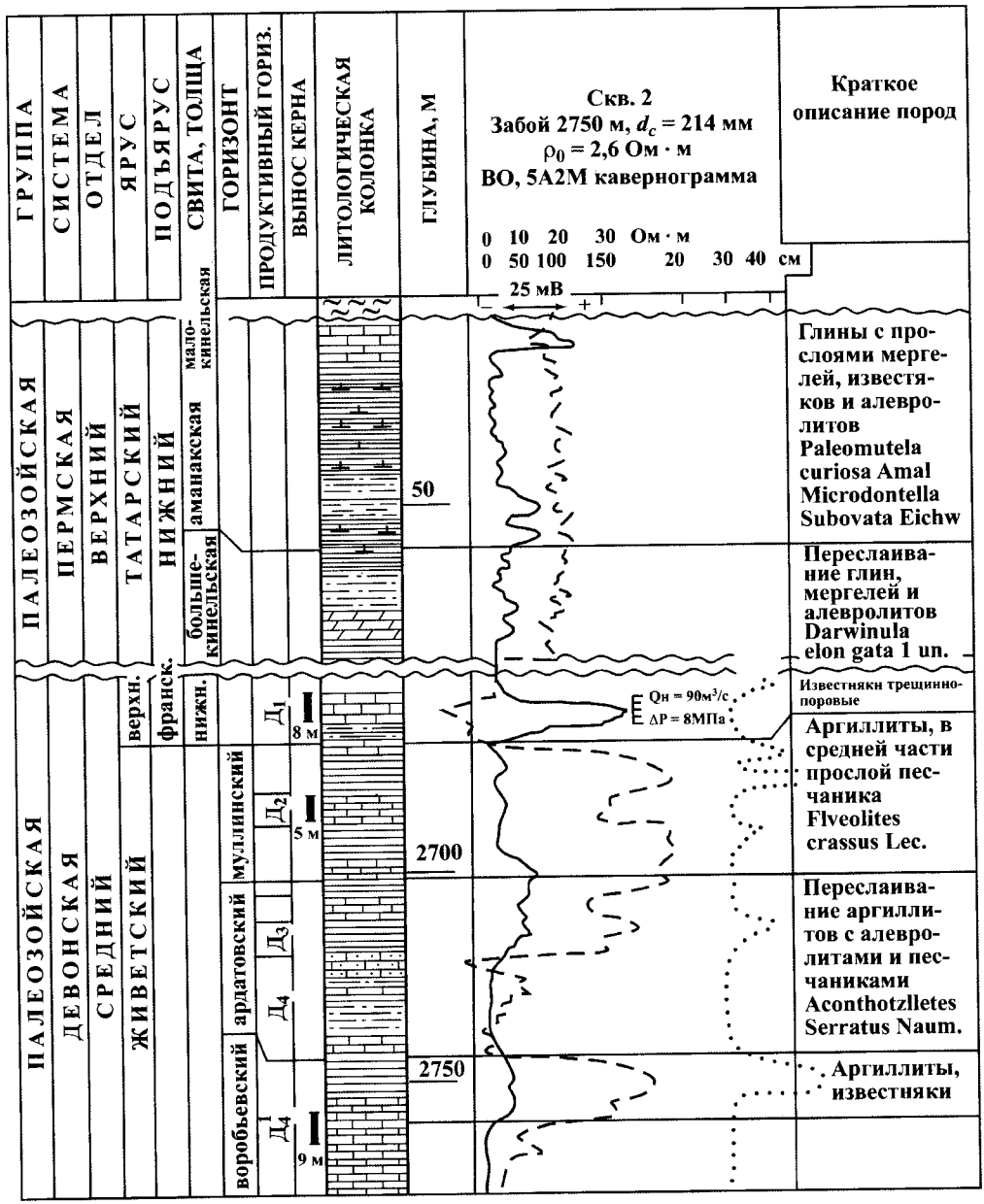


Рис. 13.40. Геолого-геофизический разрез скважины

ной жидкостью. Однако точность привязки образцов шлама бывает недостаточной для решения задач разведки.

Результаты литологического расчленения скважины изображаются в виде литологической колонки — модели разреза, в которой шкала глубин выполнена в определенном масштабе (обычно 1:200; 1:500). Для изобра-

жения литологического состава вскрытых пластов вдоль шкалы глубин выделяется колонка, в которой на соответствующих уровнях проводятся линии их кровли и подошвы, а интервалы между границами заполняются условными знаками, отвечающими данному типу пород. На литологической колонке условными знаками изображаются встреченные в разрезе скважины, размывы, разломы и другие особенности толщи, важные для понимания ее строения. Литологическая колонка — результат интерпретации некоторого набора фактических данных, поэтому она должна сопровождаться основными материалами, аргументирующими построения. В первую очередь, это каротажные диаграммы. Обычно, на планшет, иллюстрирующий разрез скважины, выносятся три-четыре вида каротажных кривых, наиболее информативных для характеристики отложений, развитых на данной территории. Кривые изображаются в том же вертикальном масштабе, что и литологическая колонка. Слева от каротажных кривых располагают колонку с изображением выноса керна. Здесь отмечают интервалы колонкового бурения или точки отбора образцов боковым грунтоносом и длину поднятого керна. Иногда эта колонка сопровождается изображением в условных знаках литологии поднятых образцов.

Литологическая колонка может сопровождаться описанием пород и перечнем выявленных в керне видов фауны и флоры. Палеонтологическая информация, выведенная в соответствующую графу модели разреза, служит для обоснования биостратиграфических возрастных границ.

Важный атрибут геолого-геофизического разреза — стратиграфическая модель, которая позволяет сравнивать разрезы отдельных скважин между собой и делать заключения об изменчивости состава каких-либо стратиграфических подразделений (стратонов) на территории. Стратон — совокупность горных пород, составляющих определенное единство по какому-либо признаку, позволяющему выделить его в разрезе и прослеживать по площади. Разрез, в котором впервые выделен какой-либо стратон, называется стратотипическим, а выделенный стратон-стратотипом. В остальных разрезах границы стратиграфических подразделений устанавливаются в результате корреляции со стратотипическими разрезами или разрезами, уже прокоррелированными со стратотипическими.

Стратиграфическая модель разреза помещается слева от литологической колонки. На ней указывают местоположение (глубину) границ между стратонами и их название.

На геологической модели разреза в соответствующей графе условным знаком указывается интервал перфорации или интервал испытания в открытом стволе и результаты исследований: тип флюида, если он получен, его дебит, удельный вес, пластовое давление и температуре, длительность испытания.

Таким образом, один геологический чертеж в состоянии наглядно и полно отразить информацию, содержащуюся на многих страницах текста.

13.10.5. КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ. ПОСТРОЕНИЕ СХЕМ КОРРЕЛЯЦИИ

Корреляция (сопоставление) разрезов — ключевая задача при построении геологической модели. Латеральная изменчивость мощности и вещественного состава пластов приводит к тому, что на некотором расстоянии друг от друга разрезы могут сильно различаться.

При изучении толщи пород скважинами мы лишены возможности непрерывного визуального прослеживания пластов, как, например, в карьере или в естественных выходах. Поэтому нахождение идентичных пластов (интервалов) в разных скважинах становится нетривиальной задачей.

Под *корреляцией* геологических разрезов понимается сопоставление их между собой для выяснения возрастных соотношений, выделения маркирующих горизонтов и одноименных пластов, выявления изменений литологического состава, а также для установления характера контактов пластов, угловых несогласий и др.

При сопоставлении разрезов, расположенных в пределах одной структуры, корреляция может быть *локальной*; при сопоставлении разрезов структур, расположенных в нефтегазоносном районе, — *межрайонной*; при сопоставлении разрезов в пределах большого региона или бассейна седиментации — *региональной*.

Локальная корреляция необходима для подсчета запасов и проектирования разработки месторождения, а межрайонная и региональная — для изучения основных черт геологического строения и оценки перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа того или иного региона и выбора направлений поисково-разведочных работ.

Следует различать корреляцию общую и детальную. При *межрайонной и региональной корреляции* сопоставляют разрезы по более или менее крупным стратиграфическим единицам или по нескольким имеющимся в разрезе опорным горизонтам или реперам, которые по ряду характерных признаков четко выделяются в разрезах скважин и прослеживаются по всей площади месторождения. При *локальной корреляции* проводят послойное изучение нефтеносных и газоносных горизонтов с целью подсчета запасов нефти и газа по высоким категориям проектирования и анализа системы разработки залежи. Эта корреляция особенно необходима для пластов, характеризующихся литологической изменчивостью, расслаивающихся на отдельные пропластки, выклинивающиеся в различных направлениях. При изучении продуктивного горизонта ее следует вести по его кровле, если продуктивная свита не размыта и нормально перекрывается вышележащими пластами, а также по маркирующему прослою внутри горизонта, если его кровля размыта или недостаточно четко выражена.

Детальная корреляция дает возможность выяснить распространение по площади каждого отдельного пласта, представленного песчаником, известняком и другими породами, а также определить границы выклинивания и изменчивость их коллекторских свойств. Это имеет огромное значение при подсчете запасов промышленных категорий, а также при проектировании и анализе системы разработки горизонта в целом.

Среди характерных особенностей пластов, которые могут быть ис-

пользованы для местной или региональной корреляции, по степени значимости различают:

1) палеонтологическую характеристику толщ или пачек, выделяющихся по присутствию определенных руководящих форм или определенных комплексов фауны;

2) литологические особенности пластов; существенным преимуществом литологических признаков при работе по корреляции разрезов является простота их выявления, поскольку они могут быть получены в результате визуального описания керна;

3) данные геофизических методов изучения пластов; наиболее широко применяемые методы исследования — электрометрические, радиометрические, акустические, термометрические — основаны на изучении физических свойств нефтеносных, газоносных и водоносных пород;

4) особенности химического состава пород, выявление которых требует лабораторных и других специальных методов исследований;

5) механические методы корреляции, основанные на изучении степени твердости пород.

В связи с вышеуказанным применяют следующие методы корреляции разрезов скважин:

палеонтологические — по комплексу — макрофауна; фораминиферы; остракоды; диатомовые водоросли; радиолярии; споры и пыльца;

литологические — по макроскопическому исследованию пород; по гранулометрической характеристике пород; по минералогическому составу терригенной части пород; по минеральной природе глинистого вещества; по характеру и химико-минералогическому составу конкреционных образований в породе;

геофизические — по данным электрометрии, радиометрии, термометрии скважин, кавернометрии и др.;

геохимические — по углеродному коэффициенту; по карбонатности пород; по формам серы и железа; по малым элементам Va, Cu, Ni и их количественным соотношениям (спектральный метод); по компонентному составу битуминозных веществ;

механический — связывает скорость проходки с нагрузкой на долото, его размерами и частотой вращения ротора, с объемной скоростью циркуляции промывочной жидкости и др.

Все перечисленные методы в той или иной степени, за исключением механического, предполагают отбор керна по сопоставляемым разрезам скважин. Однако в интервалах разреза, где не предусмотрен отбор керна, шлам, отбираемый из промывочного раствора, может быть использован для изучения микрофауны, микропетрографических и спектральных исследований.

Палеонтологические методы корреляции. Палеонтологический метод исследований предусматривает анализ всего фаунистического и флористического комплекса, содержащегося в тех или иных частях разреза. Особенно эффективен палеонтологический метод для морских, в первую очередь карбонатных, отложений, богатых фаунистическими остатками. Группами микрофауны, дающими возможность дробно расчленить карбонатные разрезы, являются фораминиферы и остракоды, которые могут встречаться в изобилии даже в небольшом объеме горной породы. Изучение макрофауны возможно только при наличии обильного кернового материала.

Литологические методы корреляции. Одним из наиболее простых литологических методов, не требующих трудоемких исследований, является метод сопоставления разрезов на основе макроскопического описания пород. Однако при его использовании от исследователя требуются большая наблюдательность, умение сосредоточить внимание на специфических особенностях породы, чтобы обнаружить признаки, которые могут служить коррелятивами. В некоторых случаях довольно много дают текстурно-структурные особенности.

Наиболее широко применяется метод сопоставления разрезов на основе минералогического состава терригенной части пород. Он особенно эффективен в тех случаях, когда необходимо выделение более крупных подразделений немого разреза — толщ, свит или сравнительно мощных пачек. Если комплекс терригенных минералов представлен лишь наиболее устойчивыми минералами и является однообразным для очень мощных толщ, отдельные пачки последних могут различаться межу собой типоморфными разновидностями того или иного присутствующего в них минерала. Этот метод требует предварительно тщательного послойного изучения разреза одной из скважин, который будет опорным для сопоставления разрезов остальных скважин на интересующей площади.

В последние годы различными авторами делались попытки использовать для детального сопоставления разрезов результаты исследований минералогического состава глинистой части пород; применяются и рентгеноструктурные исследования.

Основными условиями для успешного применения литологических методов являются наличие керна во всех скважинах, подлежащих сопоставлению, и сплошной отбор его по разрезу одной скважины, который в дальнейшем будет служить опорным. В этом опорном разрезе должны быть изучены все слои интересующей толщи.

Геофизические методы корреляции. Геофизические методы исследований являются основными при изучении разрезов скважин и их сопоставления. Из них наиболее широко используются методы электрометрии (обеспечивает сплошную характеристику вскрываемых разрезов), радиометрии и кавернометрии. Эти методы позволяют в короткий срок расчленить разрез скважины и в совокупности с имеющимися характеристиками керна выделить литологические разности, определить глубину залегания и мощность каждого прослоя, оценить его коллекторские свойства и газонефтенасыщенность.

Диаграммы геофизических методов исследований являются основным материалом для корреляции разрезов скважин и всех необходимых геологических построений: составления геологических профилей, структурных карт, карт равных мощностей (как отдельных стратиграфических подразделений, так и отдельных продуктивных свит, горизонтов, пластов), карты поверхности первоначального и текущего положения водонефтяного контакта и др.

Корреляцию разрезов скважин начинают с создания некоторого каркаса — увязки пластов или группы пластов, сходство которых убеждает исследователей в их одновозрастности. Для этого в разрезе скважин выделяют репер. Репер — характерный пласт или характерное изменение физических свойств пород, фиксируемое на каротажных диаграммах, позволяющие сопоставлять геологические разрезы или прослеживать геологические границы. Важное свойство репера — выдержанность его на большой

площади. Чем больше в толще таких уникальных по своим характеристикам интервалов, тем детальнее первоначальный корреляционный каркас. Фиксируемое сходство реперных интервалов не является доказательством их одновозрастности — это лишь аргумент в пользу такого предположения. Однако, корреляция разрезов без использования такого рода предположений была бы вообще не возможна. Полученные корреляционные линии разбивают разрезы на интервалы. Детализация схемы корреляции внутри интервалов может потребовать привлечения дополнительных предположений или приемов. Один из самых распространенных приемов корреляции связан с предварительным разбиением интервалов на ритмы. Такой метод корреляции называется ритмостратиграфическим. В качестве ритмов выделяются серии пластов, каждая из которых отвечает некоторой направленной смене обстановок осадконакопления. Например, последовательность, представленная снизу вверх глиной, алевролитом, мелкозернистым песчаником, грубозернистым песчаником — интерпретируется как реализация процесса обмеления бассейна. Если выше грубозернистого песчаника залегают глины, считается, что вновь произошло углубление бассейна. При такой интерпретации можно считать, что смена «обмеления» на «углубление» будет своеобразным репером, так как на небольшой территории эта смена (инверсия) должна была произойти одновременно.

Корреляция пластов внутри ритмов — конечный этап сопоставления разрезов. Эта задача решается тем проще, чем обширней знания геолога в области седиментологии — теории осадконакопления. Геолог должен представлять себе бассейн осадконакопления, распределение в нем зон с разными типами условий и типы отложений, характерные для каждой зоны. Эти теоретические знания позволяют реконструировать на уровне каждого пласта зональность палеобассейна на исследуемой территории, объясняет изменчивость пласта от скважины к скважине, и обосновывать изменение литологии. Если в результате корреляции на каком-либо уровне получена зональность, противоречащая теоретической, от этого варианта следует отказаться и рассмотреть другую возможность взаимной увязки интервалов (пластов). Таким образом, седиментологические знания являются теоретическим критерием оценки корректности того или иного варианта корреляции. Существуют и другие данные, которые используют для проверки правильности проведенной корреляции. В первую очередь, это палеонтологические данные — интервалы расположенные выше по разрезу, не должны содержать в нормальных условиях осадконакопления более древние ископаемые организмы, чем интервалы, расположенные ниже. Кроме того, полученные схемы корреляции не должны противоречить характеру распределения флюидов (нефти, газа, воды) по гипсометрическим уровням внутри резервуара. Иногда толща может содержать «следы» каких-либо катаклизмов, как локального, так и планетарного масштаба. Использование таких маркеров носит название событийной стратиграфии. К их числу можно отнести следы размывов, фиксируемых по наличию обломков пород, характерным неровностям кровли размывавшегося пласта, остаткам корневой системы и следам выщелачивания в кровельной его части. По повышенным содержаниям тяжелых металлов или характерных минералов фиксируют катастрофические извержения вулканов и даже столкновение с крупным космическим телом, распыление которого оставляет след на огромной территории.

Не следует забывать еще об одном критерии оценки полученной схе-

мы корреляции. Чем проще модель, в которую вписываются имеющиеся данные, тем большего доверия она заслуживает.

Корреляция разрезов скважин базируется в основном на каротажных (промыслово-геофизических) признаках. Поэтому в разрезах предварительно выделяются интервалы с преимущественным развитием однотипных пород: терригенных, карбонатных, соленосных и т.д. Для каждого такого интервала наиболее информативным является свой комплекс каротажных кривых, и именно с него следует начинать работу, привлекая остальной каротаж лишь для детализации и уточнения. Попытка одновременного учета всех каротажных характеристик может только запутать геолога.

Корреляция разрезов по каротажным кривым начинается с оценки сходства их конфигурации. Зрительное восприятие позволяет нам оценить сходство даже очень сложно построенных интервалов. Чем большее число деталей, осложняющих кривые на некотором интервале, сходны, тем с большим основанием интервалы можно считать одновозрастными. Процедура корреляции каротажных кривых проходит все вышеописанные этапы: создание корреляционного каркаса, его детализация и, наконец, корреляция на уровне пластов. Последний этап безусловно требует четкого представления о типе пород, слагающих коррелируемые пласты. Разрезы скважин, вскрывших толщу в разных фациальных (палеографических) зонах, могут резко отличаться друг от друга по своему строению, а значит и по конфигурации каротажных кривых. В этом случае разрезы предварительно группируют по степени сходства (то есть по фациальной принадлежности) коррелируемых интервалов. Корреляция разрезов в пределах каждой группы обычно не вызывает затруднений. Увязка разрезов групп скважин между собой требует привлечения седиментологических знаний и проводится с учетом теоретических представлений о характере контактов между фациальными зонами.

Резкие различия в строении сопоставляемых разрезов могут быть обусловлены и разрывными нарушениями. Признаками разрывного нарушения могут быть повторение какого-либо интервала в разрезе, выпадение из разреза интервала, появление приразломной брекчии, наличие зоны выщелачивания и даже карста. Приступая к корреляции разрезов, необходимо убедиться в отсутствии такого рода осложнений, а если они выявлены, попытаться определить элементы залегания разрывных нарушений, амплитуду смещения блоков, и все дальнейшие построения проводить, четко обозначая положение разломов.

Результаты корреляции разрезов иллюстрируются соответствующей схемой коррелляции. Как правило, схема охватывает не весь разрез толщи, а некоторых ее интервал, являющийся искомым предметом геологоразведочных работ. Детальность построений зависит от масштаба объекта (интервала). На схему выносится лишь тот комплекс каротажных диаграмм, который наиболее четко иллюстрирует строение интервала и обосновывает предлагаемый вариант корреляции. Вертикальный масштаб, единый для всех разрезов, выбирается, исходя из мощности коррелируемого интервала. Обычно он соответствует стандартному масштабу записи каротажных диаграмм — 1:200; 1:500. Для более детальных иллюстраций используется масштаб 1:100.

В верхней части схемы обычно проводится горизонтальная линия (линия выравнивания), на которую выводятся либо кровля, либо подошва са-

мого верхнего реперного пласта, имеющегося в интервале. Для каротажных диаграмм каждой скважины (рис. 13.41) отводится колонка, ограниченная вертикальными прямыми линиями (рамка). Слева от каждой рамки выделяются колонки глубин. Между колонками, отведенными для каждой скважины, выделяются интервалы для корреляционных линий.

Рамка каждого разреза венчается «шапкой» с обозначением типа каротажной кривой, ее условным обозначением, масштабами записи, а для кривых КС — типами зондов. Корреляционные линии в пределах колонок проводятся горизонтально до пересечения с рамкой. В отведенных интервалах, обозначающих межскважинное пространство, корреляционные линии могут быть прямыми, а могут соответствующим условным знаком изображать литологическое замещение или разрыв пласта (см. рис. 13.41).

Разрезы на схеме корреляции располагаются в том порядке, который отражает их взаимное размещение на территории, но одновременно учитывает их фациальную принадлежность: сходные по строению разрезы на схеме располагаются в одной группе.

Крайний левый разрез на схеме корреляции сопровождается стратиграфической колонкой, которая является общей стратиграфической моделью данного интервала всех разрезов.

Если схема корреляции охватывает разрезы разной стратиграфиче-

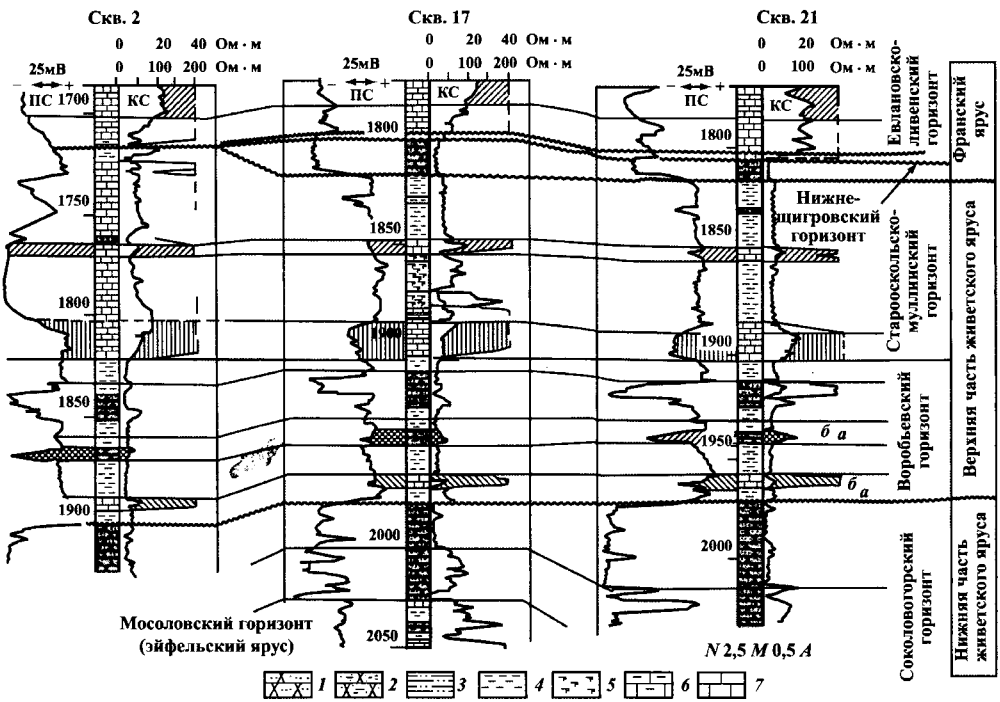


Рис. 13.41. Схема корреляции разрезов среднего девона Советской площади, Саратовская область (по В.А. Долицкому):
1 – песчаник; *2* – песчаники глинистые; *3* – алевролиты; *4* – аргиллиты; *5* – мергели; *6* – известняки глинистые; *7* – известняки

ской полноты (имеются разрезы с полностью размытыми пластами), стратиграфические колонки помещаются с двух ее сторон: с одной стороны — наиболее полный разрез и его колонка, с другой стороны — наименее полный разрез со своей колонкой.

Схему корреляции сопровождают планом расположения скважин, что позволяет определять закономерности изменения характеристик разреза в пространстве.

Методику составления корреляционных схем в зонах замещения пород рассмотрим на примере, приведенном на рис. 13.42.

На корреляционной схеме диаграммы стандартного каротажа вычерчиваются таким образом, чтобы маркирующий пласт (в данном случае подошва пласта «верхнего» известняка) располагался на одной горизонтальной линии, а сами диаграммы размещались одна за другой в порядке расположения скважин по определенно ориентированным профилям или направлениям. На схеме вычерчивается второй репер (средний известняк) и выясняется изменение общей мощности комплекса пород между реперами. Кровля и подошва пластов-коллекторов, располагающихся приблизительно на одинаковых уровнях от верхнего основного репера, соединяются линиями. В результате на корреляционной схеме выявляются участки замещения песчаников глинами. Например, песчаники А, выделенные в скв. 731, 732 и 893, отсутствуют и замещены глинами в скв. 730, 733 и 889; песчаники Б, выделенные в скв. 732, 733, замещены глинами в скв. 893, 889. Отмечаются аналогичные замещения песчаников В, Д и горизонта $Д_п$. Вместе с тем коллектор Г наиболее выдержан и выделяется в разрезах всех скважин.

На схеме видно, что глинистая перемычка между коллекторами Д и $Д_п$ в скв. 731 отсутствует. Это обстоятельство необходимо учитывать при разработке залежи, так как при изменении пластового давления в одном из горизонтов начинается переток жидкости из него в другой. Глинистого раздела нет также между песчаниками Б и В в скв. 732.

На основе сопоставления каротажных диаграмм составляются корреляционные профили, на которых отображаются все характерные особенности строения нефтеносной толщи (рис. 13.43). На корреляционных профилях основной маркирующий пласт представляется, в виде горизонтальной линии.

Этим корреляционный профиль отличается от обычных геологических профилей, на которых все построения ведутся относительно уровня моря.

Если в разрезе изучаемой продуктивной свиты имеются четкие электрические или радиометрические реперы или хорошо выдерживающиеся по простиранию отдельные пласты глин и песчаных пород, причем сохраняется определенная последовательность напластования литологически различных пород, то можно без особого труда сопоставлять между собой разрезы ряда скважин только тем методом, который наиболее эффективен для корреляции.

Если между двумя реперами резко изменяется общая мощность продуктивных горизонтов и свит, то детальная корреляция разрезов по каротажным диаграммам затрудняется. В этих случаях неизбежно приходится прибегать к комплексной детальной литолого-стратиграфической корреляции, т.е. детальному послойному изучению разреза с выявлением коррелятивов (палеонтологических, литологических, минералопетрографических,

изводится по содержанию отдельных элементов или их оксидов или же по соотношениях между ними. Для карбонатных пород такими элементами могут служить кальций и магний; для терригенных отложений наибольший интерес представляют соотношения различных форм железа (закисное, оксидное, пиритное) и серы (сульфидная и сульфатная), являющихся интересными с точки зрения отражения фациальной обстановки, имевшей место при образовании осадка.

Результаты определений элементов наносятся в масштабе на сопоставляемые разрезы. Точки, отвечающие отдельным определениям, соединяются прямыми линиями. В результате получаются кривые содержания исследуемых элементов, по которым и проводится корреляции разрезов.

Особый интерес для сопоставления разрезов имеют малые элементы, в первую очередь Cu, Va, Ni, закономерно реагирующие на физико-химический режим бассейна, в котором образовывался первичный осадок. Ввиду весьма небольших содержаний этих элементов определение их химическим методом весьма затруднительно, поэтому применяется спектральный метод, которой при достаточной точности является менее трудоемким. Как показали исследования, более эффективно проводить корреляцию не по абсолютному содержанию этих элементов, а по их количественным соотношениям.

Химические методы требуют отбора керна по всем сопоставляемым разрезам скважин и особенно по опорному разрезу для исследуемой территории. Изучаемые образцы должны располагаться в разрезе не реже чем через 3—5 м.

Из-за больших трудностей, связанных с получением необходимого количества керна, можно использовать шлам, кусочки которого следует раздробить и растереть, как это обычно делается для химического анализа, и затем отобрать среднюю пробу. Для исследования шлама целесообразно применять спектральный или термический анализ.

13.10.6. ПОСТРОЕНИЕ ТИПОВОГО И НОРМАЛЬНОГО ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

В результате корреляции разрезов отдельных скважин определяют мощности выделяемых пластов и характер их изменчивости на рассматриваемой территории. Эти данные являются основой для построения генерализованного (обобщенного) литолого-стратиграфического разреза изучаемых отложений. На разрезе показывают литологическую колонку, на которой отмечают выявленные несогласия, характер нефтегазоносности и другие характеристики вскрытых отложений. Справа от колонки указывают минимальные и максимальные значения мощности выделенных пластов, а слева — глубины и стратиграфическую колонку.

Различают *типовой* разрез, для построения которого берут вертикальные мощности пластов, и *нормальный* разрез, для построения которого используют значения истинной мощности вскрываемых пластов.

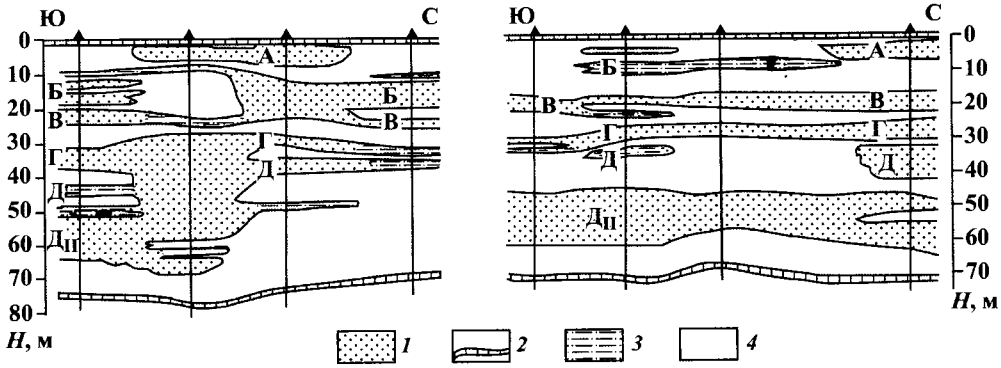


Рис. 13.43. Корреляционные профили продуктивной толщи девона Ромашкинского месторождений:
1 – песчаники и алевролиты с пористостью 16 % и выше; *2* – известняки; *3* – глинистые алевролиты с пористостью 10–15 %; *4* — глины, аргиллиты; А–Д, $Д_п$ – продуктивные пропластки

геохимических или промыслово-геофизических) для песчаных или разделяющих их глинистых пачек.

Метод кавернометрии. Комплекс геофизических работ включает в себя также метод исследования диаметра ствола скважин кавномером. Многочисленные измерения этим прибором показывают значительные отклонения диаметра скважин от номинального размера долота, обусловленные воздействием глинистого раствора на породы различного литологического состава. Воздействие промывочной жидкости на стенки скважин приводит: к размыву глинистых и аргиллитовых отложений, увеличению диаметра скважин и образованию каверн; к образованию глинистой корки против проницаемых песчаных пластов в результате фильтрации в них воды из глинистого раствора и уменьшению диаметра и сужению ствола скважин; к растворению породы и резкому увеличению диаметра ствола против пластов и толщ, сложенных каменной солью.

В условиях, когда разрезы нефтяных и газовых месторождений характеризуются чередованием глинистых или аргиллитовых пластов, легко поддающихся размыву, и плотных карбонатных и **песчаных** образований, почти сохраняющих первоначальный диаметр ствола, **эта** особенность изменения диаметра скважин (в зависимости от литологических свойств пород) может быть с успехом использована для расчленения и последующей корреляции разрезов скважин.

Исследование скважин кавномером позволяет уточнить литологический состав свит и выделить породы, которые могут быть нефтеносными или газоносными. Кавернометрия имеет важное значение при качественной интерпретации геофизических материалов и в комплексе с микрокаротажем, позволяет уточнить эффективную мощность проницаемых пластов и способствует более точному подсчету запасов нефти и газа.

Необходимо учитывать, что образование каверн зависит не только от литологических свойств пластов, но и от технических причин, в частности от количества и качества промывочной жидкости, продолжительности и способа бурения скважин.

Геохимические методы корреляции. Метод корреляции по химическому составу пород является сравнительно трудоемким. Корреляция про-

изводится по содержанию отдельных элементов или их оксидов или же по соотношениях между ними. Для карбонатных пород такими элементами могут служить кальций и магний; для терригенных отложений наибольший интерес представляют соотношения различных форм железа (закисное, оксидное, пиритное) и серы (сульфидная и сульфатная), являющихся интересными с точки зрения отражения фациальной обстановки, имевшей место при образовании осадка.

Результаты определений элементов наносятся в масштабе на сопоставляемые разрезы. Точки, отвечающие отдельным определениям, соединяются прямыми линиями. В результате получаются кривые содержания исследуемых элементов, по которым и проводится корреляции разрезов.

Особый интерес для сопоставления разрезов имеют малые элементы, в первую очередь Cu, Va, Ni, закономерно реагирующие на физико-химический режим бассейна, в котором образовывался первичный осадок. Ввиду весьма небольших содержаний этих элементов определение их химическим методом весьма затруднительно, поэтому применяется спектральный метод, которой при достаточной точности является менее трудоемким. Как показали исследования, более эффективно проводить корреляцию не по абсолютному содержанию этих элементов, а по их количественным соотношениям.

Химические методы требуют отбора керна по всем сопоставляемым разрезам скважин и особенно по опорному разрезу для исследуемой территории. Изучаемые образцы должны располагаться в разрезе не реже чем через 3—5 м.

Из-за больших трудностей, связанных с получением необходимого количества керна, можно использовать шлам, кусочки которого следует раздробить и растереть, как это обычно делается для химического анализа, и затем отобрать среднюю пробу. Для исследования шлама целесообразно применять спектральный или термический анализ.

13.10.6. ПОСТРОЕНИЕ ТИПОВОГО И НОРМАЛЬНОГО ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

В результате корреляции разрезов отдельных скважин определяют мощности выделяемых пластов и характер их изменчивости на рассматриваемой территории. Эти данные являются основой для построения генерализованного (обобщенного) литолого-стратиграфического разреза изучаемых отложений. На разрезе показывают литологическую колонку, на которой отмечают выявленные несогласия, характер нефтегазоносности и другие характеристики вскрытых отложений. Справа от колонки указывают минимальные и максимальные значения мощности выделенных пластов, а слева — глубины и стратиграфическую колонку.

Различают *типовой* разрез, для построения которого берут вертикальные мощности пластов, и *нормальный* разрез, для построения которого используют значения истинной мощности вскрываемых пластов.

Знание глубины вскрытия скважиной кровли и подошвы пласта еще на достаточно для определения его истинной мощности. Во-первых, пласты могут быть не горизонтальны, и тогда скважина проходит каждый из них не по нормали, а под некоторым углом (рис. 13.44).

Во-вторых, сама скважина может быть наклонной, что тоже приводит к вскрытию пласта под углом к нормали (см. рис. 13.44). Истинная мощность горизонта или пласта, пройденного вертикаль ной скважиной вычисляется по формуле:

$$H_п = H_{вр} \cdot \cos \alpha,$$

где $H_п$ — истинная мощность пласта; $H_{вр}$ — вертикальная мощность пласта; α — угол падения пласта.

Вертикальная мощность определяется по каротажной диаграмме, угол падения пласта — по ориентированно отобранному керну, по замерам пластовым наклономером или по структурной карте. Истинную мощность пласта, вскрытого наклонной (искривленной скважиной), определяется по следующей формуле:

$$H_п = H_{вд} \cdot \cos \beta,$$

где $H_п$ — истинная мощность пласта; $H_{вд}$ — видимая мощность пласта, т.е. разность глубины залегания кровли и подошвы пласта; β — видимый (отнесенный к плоскости, перпендикулярной к оси скважины) угол падения пласта, замеренный по керну.

Типовой разрез используют для составления проектных разрезов новых скважин, так как он позволяет контролировать процесс бурения. При сильной изменчивости разреза составляют несколько типовых разрезов для отдельных групп скважин. В этом случае строится сводный геолого-геофизический разрез.

Сводный разрез внешне выглядит точно так же, как типовой геолого-геофизический разрез. Различия заключаются в том, что на литологической колонке показываются две (реже — три) зоны, соответствующие строению интервала на разных участках территории. Условным знаком показывают

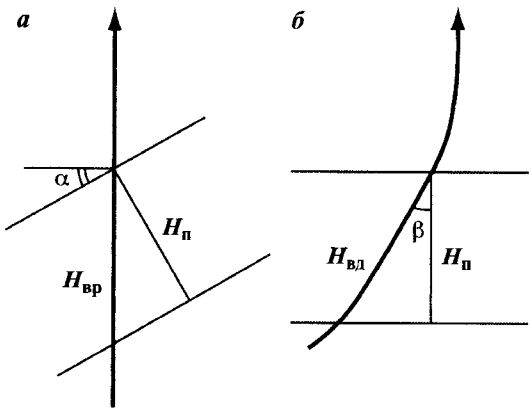


Рис. 13.44. Определение истинной мощности пласта ($H_п$), вскрытого вертикальной (*а*) или наклонной (*б*) скважиной:
а – угол падения пласта; β – угол наклона скважины; $H_{вр}$ – вертикальная мощность; $H_{вд}$ – видимая мощность пласта

характер контакта между зонами разных типов: замещение, размыв, выклинивание и т.д. Сводный разрез строится на основе истинных мощностей интервалов.

Основное требование к сводному разрезу — максимальная стратиграфическая полнота. Поэтому при его построении сводного разреза используется разрез самой глубокой скважины. Если на части территории какой-либо стратон полностью или частично размыт, на литологической колонке эта ситуация изображается условным знаком размыва до соответствующего уровня.

Разрез скважины сопровождается каротажными диаграммами той же скважины без их искажений, в то время как конструирование сводного разреза из нескольких связано с конструированием непрерывных каротажных кривых из их отрезков.

Сводный разрез сопровождается описанием пород, суммирующим описание по разным скважинам, и колонкой палеонтологической характеристики интервалов. Справа от литологической колонки строится колонка мощностей интервалов (допускается ее размещение и слева от литологической колонки). В ней даются верхний и нижний пределы изменения мощности каждого интервала, соответствующего либо стратиграфическому подразделению, либо однородной (в некотором смысле) литологической пачке. Слева от литологической колонки размещается шкала глубин и стратиграфическая шкала.

Сводный разрез не относится к точным геологическим моделям, непосредственно используемым для расчетов при решении геологических задач (как, например, карты или профили). Однако, обобщая большое количество геологической информации, эта модель служит очень наглядной и лаконичной иллюстрацией представлений о строении изучаемого объекта.

13.10.7. ПОСТРОЕНИЕ ПРОФИЛЬНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

Профильный геологический разрез представляет вертикальное сечение участка земной коры, на котором в определенном масштабе изображаются особенности изучаемой толщи пород или какого-либо геологического тела (залежь, продуктивный горизонт и др.).

В зависимости от размеров изучаемого объекта, сложности строения и решаемой задачи выбирают соотношение вертикального и горизонтального масштабов. Вертикальный масштаб профиля выбирают с таким расчетом, чтобы все важные детали строения были отражены с достаточной детальностью. В складчатых областях, где структурные формы характеризуются крутыми углами падения слоев, вертикальный и горизонтальный масштабы, как правило, принимают одинаковыми (профильный разрез будет неискаженным). В платформенных областях, где углы падения слоев малы, вертикальный и горизонтальный масштабы принимают разными (искаженный профильный разрез). Допустимой считается степень искажения не более 20 (рис. 13.45).

Направление профиля выбирается таким образом, чтобы осветить строение разреза в наиболее информативном сечении — обычно, вкрест простирания тектонической структуры, вкрест простирания зоны ли-

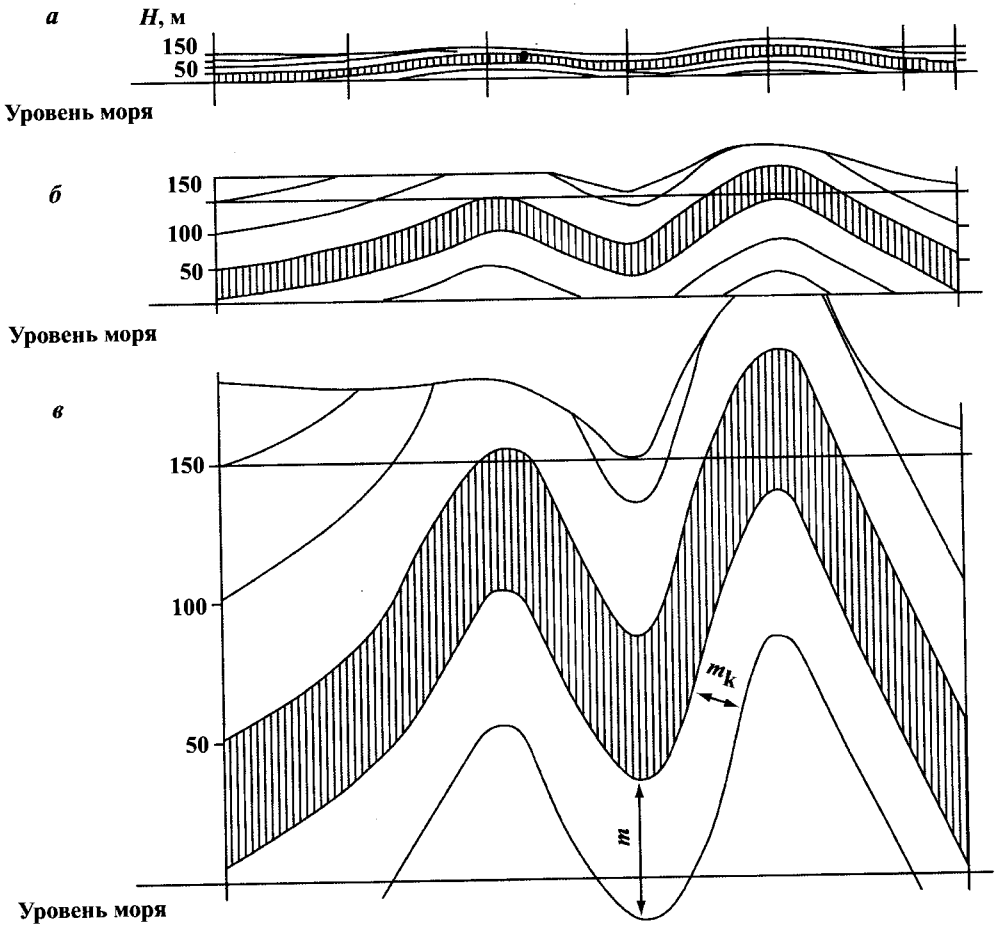


Рис. 13.45. Зависимость искажения на профильных разрезах от соотношения горизонтального и вертикального масштабов (слабодислоцированные слои).
Профильные разрезы: *а* – неискаженный ($n = 1$); *б* – искажение допустимое ($n = 5$); *в* – искажение выше допустимого ($n = 20$)

тологического замещения или выклинивания пластов. Профильный разрез ориентирован на чертеже таким образом, чтобы левый край его соответствовал: югу — при ориентировке линии профиля на карте с юга на север; западу — при ориентировке запад-восток; юго-западу или юго-востоку — при ориентировке на северо-восток или северо-запад. Профиль вычерчивается в определенной последовательности располагая слева направо: юг-север; юго-запад — северо-восток; запад-восток; северо-запад — юго-восток.

На геологическом профиле показывают литологический состав геологических тел и положение границ. Поэтому задача построения профиля распадается на две: реконструкцию структурных поверхностей (кровли и подошвы геологических тел) и реконструкцию вещественного состава в межскважинной зоне.

Структурные построения проводят либо только по отметкам картируемых горизонтов в скважинах, используя обычные методы интерполяции значений между скважинами, либо привлекают для построения различного рода косвенную информацию — данные сейсморазведки, результаты структурного бурения по вышележащим горизонтам. В соответствии с конфигурацией реперных горизонтов, закартированных сейсморазведочными работами или структурным бурением, согласуются все структурные поверхности.

Основные сложности при построении профилей связаны с реконструкцией характера латеральной изменчивости отложений (выклинивания, замещения, резких контактов, связанных с врезами в подстилающие отложения или с останцами погребенного рельефа).

Выклинивание обычно происходит вверх по склону положительной структуры, сопровождается уменьшением мощности крупной пачки пород и огрублением составляющего ее материала. В том же случае, если общая мощность интервала практически не меняется, но появляются признаки расслоения отдельных пластов (появляются пропластки внутри единых пластов) — это свидетельствует о том, что латеральная изменчивость связана с литологическим замещением. Для врезов характерна симметричная (относительно самого вреза) картина литологической изменчивости и изменения мощности интервала. Геологические тела, связанные с врезами, имеют плоскую кровлю и чашевидную в поперечном сечении эродированную подошву. Аккумулятивные тела типа баров, песчаных валов — имеют практически плоскую подошву и выпуклую кровлю. Латеральный контакт с вмещающими отложениями — постепенный и в целом не симметричный: такие тела разграничивают разные фациальные зоны.

Построение профиля завершается заполнением чертежа условными обозначениями литологических типов пород. В тех случаях, когда условные обозначения отражают наряду с литологией и условия образования отложений интервала, геологический профиль носит название литолого-фациального профиля.

Геологический профиль позволяет демонстрировать модель флюидальной системы. Условными обозначениями, в том числе, цветовыми, указываются части разреза, заполненные газом, нефтью, водой; проводятся линии контактов между этими флюидами. Иногда линии контактов сопровождаются их названием (ГНК, ВНК, ГВК) и значением их абсолютной глубины (в случае горизонтального положения контакта). Непротиворечивый, отвечающий соотношению удельных весов, характер распределения по глубине газа, нефти и воды может служить еще одним доказательством корректности проведенных построений.

Геологический профиль, также как схема корреляции, сопровождается стратиграфической моделью и схемой расположения скважин, на которой нанесена линия профиля. Стратиграфическая модель размещается слева от профиля и отделена от него шкалой абсолютных отметок (глубин) Границы стратиграфических подразделений в таблице по глубине соответствуют их положению в крайне левой части профиля.

13.10.8. ПОСТРОЕНИЕ КАРТ В ИЗОЛИНИЯХ И УСЛОВНЫХ ЗНАКАХ

Карты в изолиниях — наиболее широко распространенный метод графического моделирования изменения количественных геологических характеристик: отметок поверхности продуктивного горизонта, стратиграфического несогласия, тектонического нарушения, мощности пласта, пористости и насыщенности продуктивного горизонта и др. В условных знаках изображают изменчивость по площади нечисловых характеристик — распространение по площади пород различного типа и др.

Структурные карты строят для изображения рельефа картируемой поверхности. Они в изогипсах (линиях равных высот от уровня моря) изображают форму залегания картируемых поверхностей. Изогипсы проводятся через определенные вертикальные интервалы — так называемая высота сечения изогипс. Высота сечения изолиний выбирается, исходя из крутизны залегания пород, масштаба проводимых построений и требуемой детальности изображения. Высота сечения изогипс должна быть больше случайной составляющей изменчивости картируемого признака. Высоту сечения (Δh) можно приближенно оценить с помощью неравенства (Кунин Н.Я., 1981):

$$\Delta h > t \cdot \Theta_{сл},$$

где $\Theta_{сл}$ — величина случайной составляющей изменчивости; t — доверительный интервал, при принятой доверительной вероятности (P), (при $P = 95\ \%$, $t = 2$).

Если величина случайной составляющей изменчивости больше закономерной составляющей, т.е. когда невозможно выделить закономерную составляющую, построение карт нецелесообразно. Подобная ситуация бывает типична при построении карт пористости, насыщенности, проницаемости коллекторов и других признаков, которые характеризуются не только большой изменчивостью, но и большой погрешностью определения этих признаков в отдельных скважинах. В складчатых областях, при больших углах падения пластов, сечения изогипс принимают равным 25—50 м, в платформенных условиях, при пологом залегании картируемых пластов, сечение изогипс может составлять 5—10, в редких случаях 20 м.

Структурные построения проводят по данным бурения с учетом результатов сейсморазведки и структурного бурения. В геологической практике обычно применяют два основных метода построения структурных карт:

1. Способ треугольников, который используют для построения карт геологических поверхностей, не осложненных тектоническими нарушениями.

2. Способ профилей, который используют для построения карт геологических поверхностей, осложненных тектоническими нарушениями.

Построение структурной карты проводят следующим образом:

1. Изучают разрезы скважин и выбирают реперный горизонт, по кровле которого намечается построение структурной карты. Выбранный горизонт должен находиться вблизи кровли продуктивного горизонта, быть выдержанным по всей площади и кровля его не должна быть размыта.

2. Проверяют соответствие положения скважин на карте положению их на местности и значения их альтитуд.

3. Выбирают, в зависимости от сложности картируемой поверхности и требуемой точности, сечение изогипс.

После этого приступают к построению структурной карты.

Способ треугольников. Способ треугольников состоит в том, что скважины, расположенные на плане, соединяют линиями так, чтобы образовалась система треугольников. Затем между вершинами (точками скважин) треугольников по данным отметок глубин залегания кровли (реже подошвы) избранного пласта проводят интерполяцию и, соединяя одноименные отметки, строят структурную карту в соответствии с выбранным сечением изогипс. При построении системы треугольников следует руководствоваться имеющимися данными о региональном простирании пород, проводя длинные стороны треугольников примерно параллельно простиранию и избегая интерполяции между скважинами, расположенными по разные стороны предполагаемой оси складки. Для этого анализируют имеющиеся по скважинам отметки пласта, которые будут иметь примерно симметричные значения по одну и другую стороны от направления оси складки (рис. 13.46).

Если при построении треугольника по соседним скважинам в его вершине образуется очень тупой угол (как при соединении скв. 9, 4, 8), то его длинную сторону лучше не проводить, так как интерполяция приведенных глубин между точками, находящимися на его концах (скв. 9, 8), практически повторяют, но менее точно интерполяцию по коротким сторонам данного треугольника (между скв. 9 и 4 и между скв. 4 и 8).

Метод профилей. Метод профилей применяется для построения структурных карт при наличии структур, характеризующихся сложным тектоническим строением и разбитых разрывными нарушениями. Иногда его применяют совместно со способом треугольников.

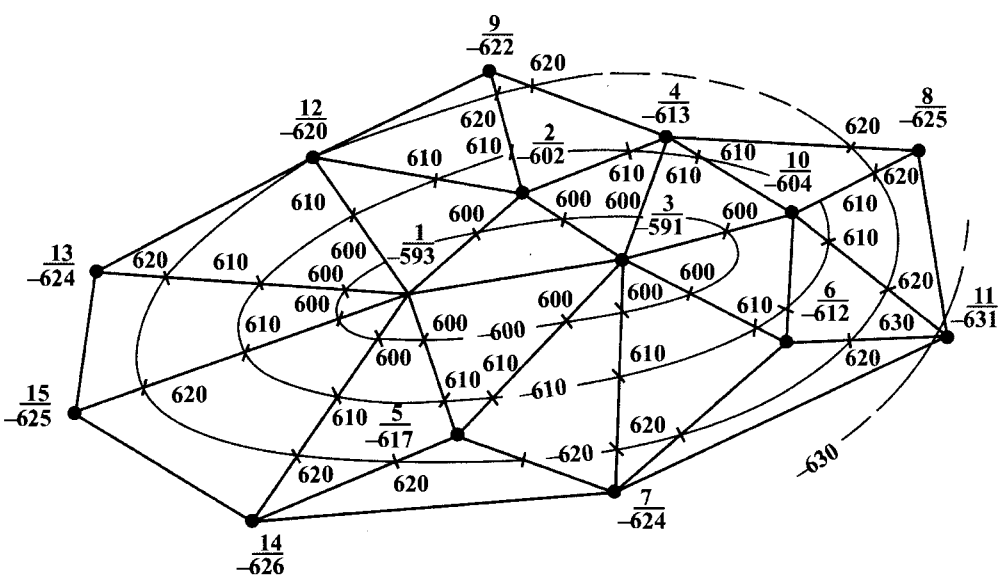


Рис. 13.46. Построение структурной карты по способу треугольников (по М.А. Жданову). В числителе дроби – номер скважины, в знаменателе – абсолютная отметка скважины в метрах

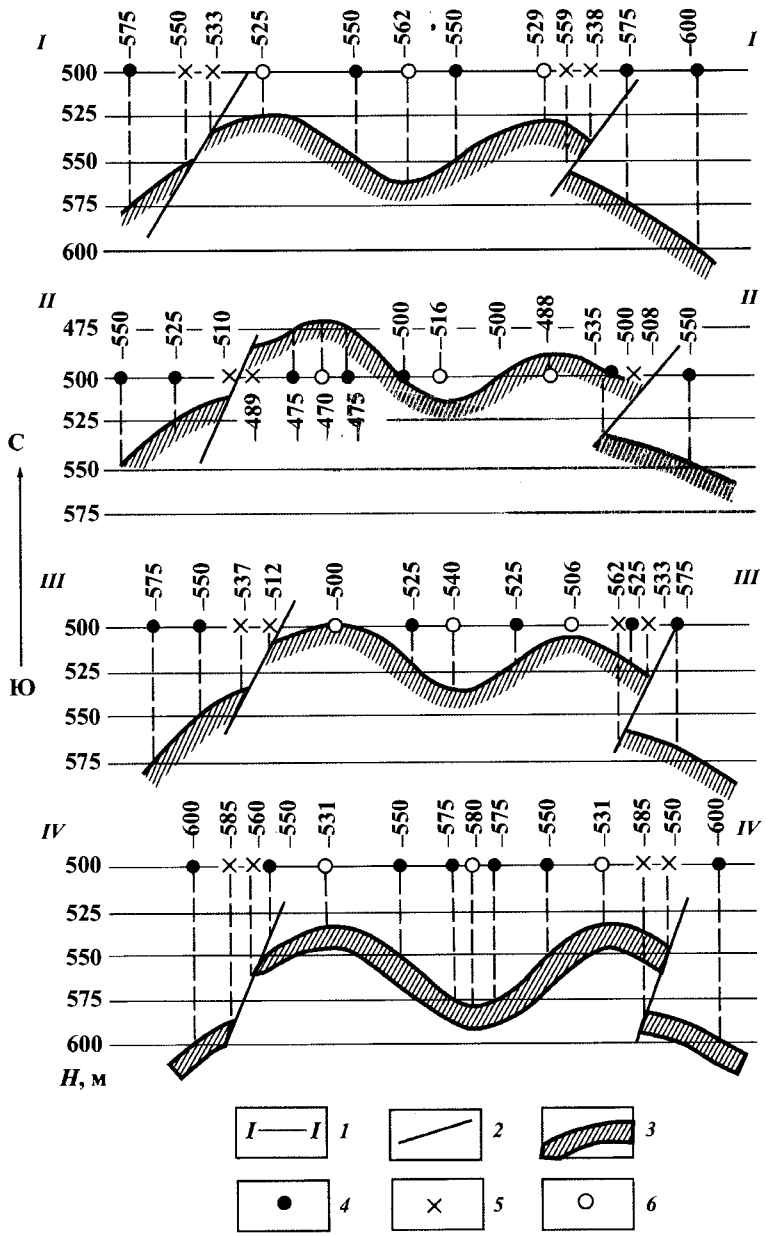


Рис. 13.47. Основа для построения структурной карты по способу профилей:
1 – положение профилей на плане местности; *2* – след пересечения поверхности нарушения плоскостью профиля; *3* – кровля (подошва) опорного горизонта; положение на линии профиля точек: *4* – пересечения кровли пласта с линиями сечения; *5* – пересечение кровли пласта поверхностью нарушения (в плоскости профиля); *6* – перегиба кровли опорного горизонта

На рис. 13.47 и рис. 13.48 показана последовательность построения структурной карты по способу профилей.

Прежде всего по скважинам составляется ряд поперечных, а иногда продольных геологических профилей (профили I–I, II–II, III–III, IV–IV).

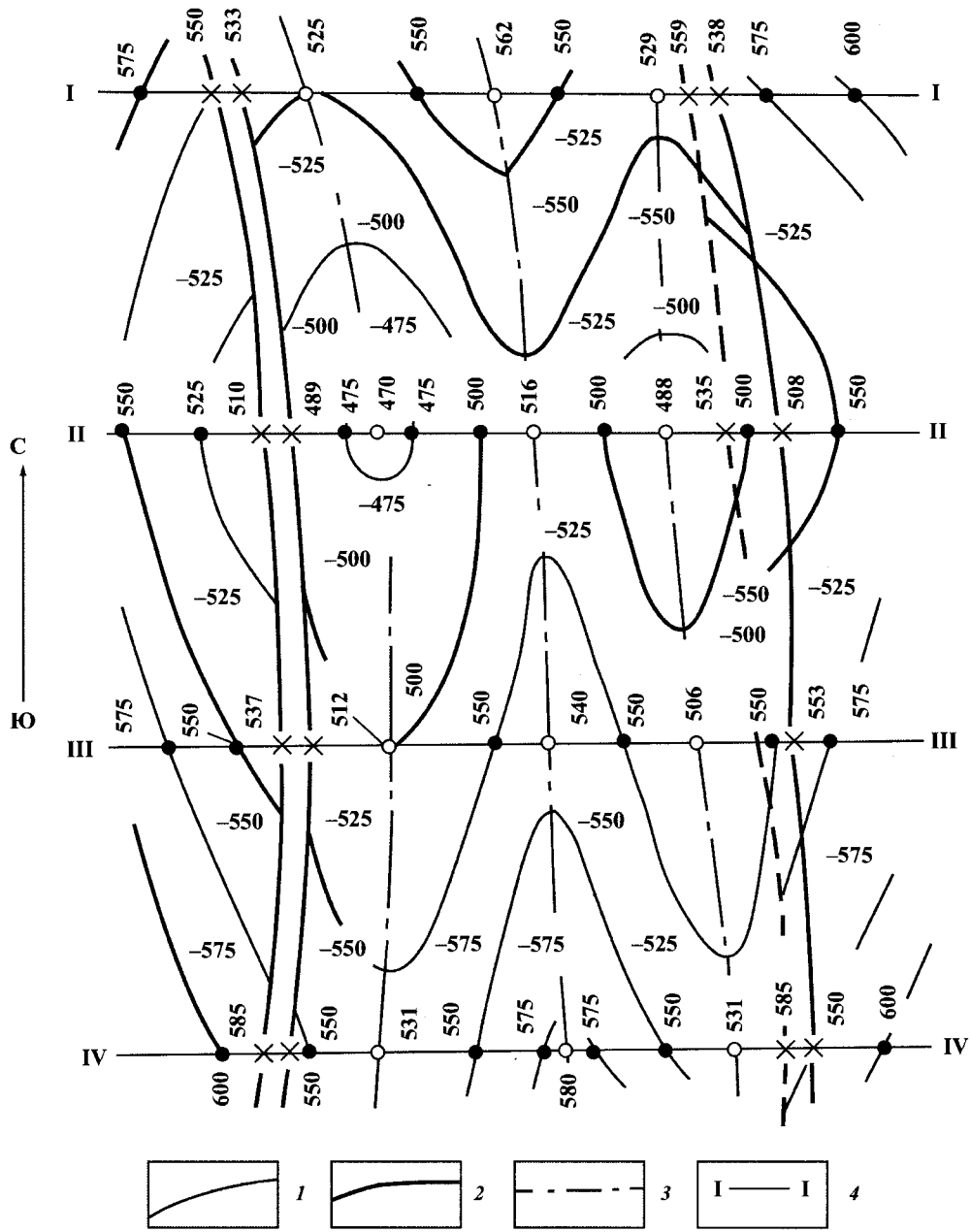


Рис. 13.48. Построение структурной карты по способу профилей:
1 – изогипсы кровли опорного пласта, м; *2* – горизонтальные проекции следов пересечения кровли опорного горизонта поверхностями нарушений; *3* – оси тектонических структур; *4* – направление профилей

На профилях выделяют кровлю (или подошву) опорного горизонта, по которому намечается построить структурную карту. На плане показывается положение линий построенных профилей.

В зависимости от сложности тектонического строения площади и желаемой степени детальности построений выбирается сечение изогипс (в приведенном примере 25 м).

Затем кровля (подошва) опорного горизонта на каждом профиле рассекается горизонтальными плоскостями согласно выбранному сечению и масштабу чертежа. Следы пересечения плоскости профиля горизонтальными плоскостями на чертеже будут проходить параллельно линии профиля. Точки пересечения кровли пласта линиями высотной сетки проектируются на линию профиля, где указываются соответствующие им отметки пласта.

Кроме того, на линию профиля также проектируют точки пересечения кровли горизонта поверхностью нарушения и точки ее перегибов. Около проекции этих точек подписываются абсолютные значения глубин их залегания.

Построение структурной карты (см. рис. 13.48) следует начинать с проведения горизонтальных проекций следов пересечения кровли опорного горизонта поверхностями нарушений (линий нарушения). На чертеже это достигается соединением плавной линией точек (крестиков), ограничивающих соответствующие блоки. После этого, соединяя проекции точек перегиба кровли горизонта, проводят оси тектонических структур. Дальнейшее построение структурных карт по каждому блоку ведется раздельно путем соединения плавными линиями (изогипсами) одноименных отметок пласта на профилях.

Для большей точности построений рекомендуется сочетать профильный способ с интерполяцией между профилями значений глубин точек нарушений и точек перегиба кровли горизонта.

Метод схождения. Метод схождения используется в тех случаях, когда возникает необходимость построения структурной карты по опорной поверхности, вскрытой лишь единичными скважинами. Обязательным условием его применения является наличие на той же площади какого-либо маркирующего горизонта, залегающего выше по разрезу и пройденного значительным числом скважин, позволяющих уверенно составить по нему структурную карту. Сущность данного метода заключается в изучении закономерности изменения расстояния между двумя поверхностями.

Сущность метода сводится к следующему. Прежде всего составляется структурная карта по верхнему маркирующему горизонту (рис. 13.49) и у скважин, вскрывших нижний продуктивный пласт, надписываются значения разности глубин залегания продуктивного пласта и маркирующего горизонта.

Проводится интерполяция между значениями этих расстояний, надписанных у скважин, вскрывших продуктивный пласт. Интерполяцию рекомендуется вести по интервалам, равным сечению изогипс структурной карты кровли маркирующего горизонта. Соединив линиями точки, имеющие равные значения расстояний, получаем изохоры (линии равных расстояний). Таким образом будет построена карта схождений, т.е. карта пересечения изогипс кровли маркирующего горизонта изохорами (рис. 13.49). Во всех точках пересечения этих линий представляется возможным рассчитать значения глубин залегания кровли продуктивного пласта.

Помимо структурных карт методом изолиний строят карты изменения многих других признаков, имеющих числовые значения — мощности пласта (эффективной и насыщенной), пористости, насыщенности. В случае, если признак характеризуется качественно (литологический состав, сте-

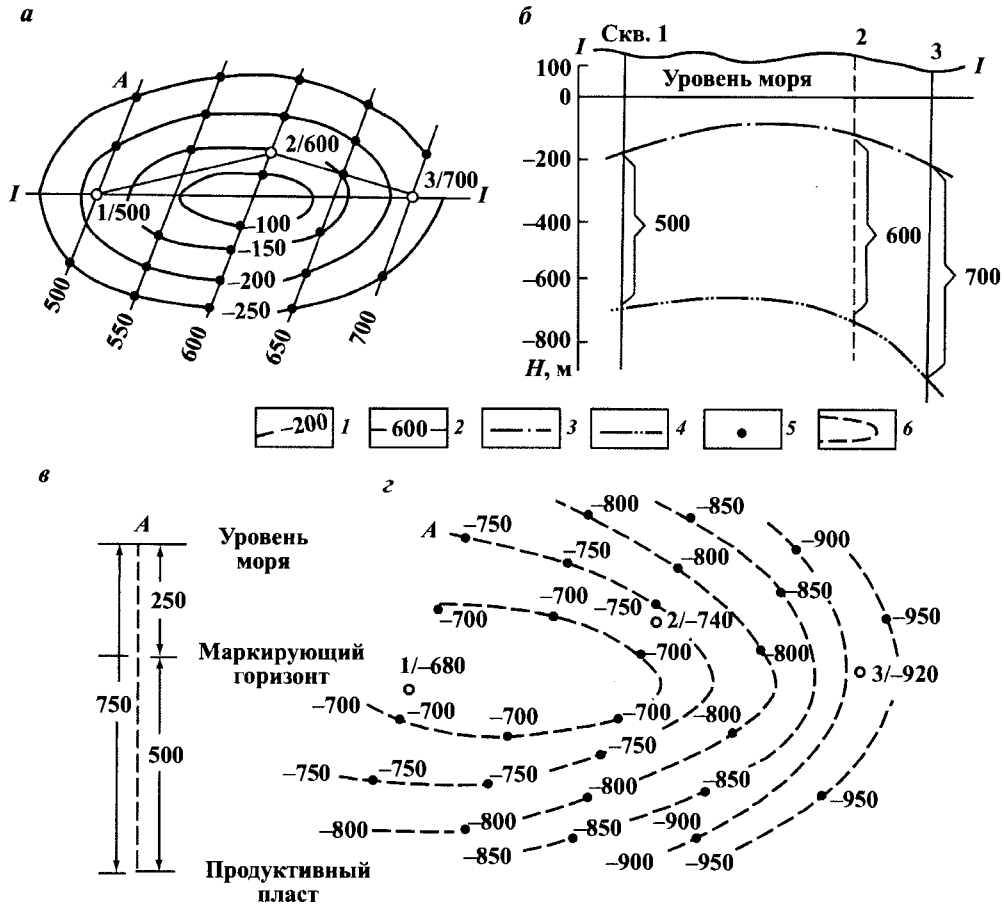


Рис. 13.49. Построение структурной карты по методу схождения:
а – структурная карта кровли маркирующего горизонта с нанесенными на нее изохорами; *б* – строение кровли опорного горизонта и продуктивного пласта на профиле I–I; *в* – пример определения абсолютной глубины залегания кровли продуктивного пласта, построенная методом схождения. *1* – изогипсы кровли опорного горизонта, м; *2* – линии равных расстояний (изохоры), м; положение на профиле I–I кровли: *3* – опорного горизонта, *4* – продуктивного пласта; *5* – точки схождения; *6* – изогипсы кровли продуктивного пласта, м

пень глинистости и др.), то вместо карт в изолиниях строят карты в условных знаках.

Построение карт в условных знаках. Карты в условных знаках широко используется при палеогеографических построениях (для обозначения зон распространения осадков отлагавшихся в различных палеогеографических обстановках) и при проведении геолого-промыслового анализа (для характеристики распространения коллекторов различного типа, изменение гидропроводности и др.). Основным элементом карты (схемы) такого типа является поле той или иной формы, в пределах которого картируемый признак, остается статистически неизменным. Границы между полями с различными свойствами проводятся по имеющимся фактическим данным с учетом генезиса и общих закономерностей изменения картируемого признака (рис. 13.50).

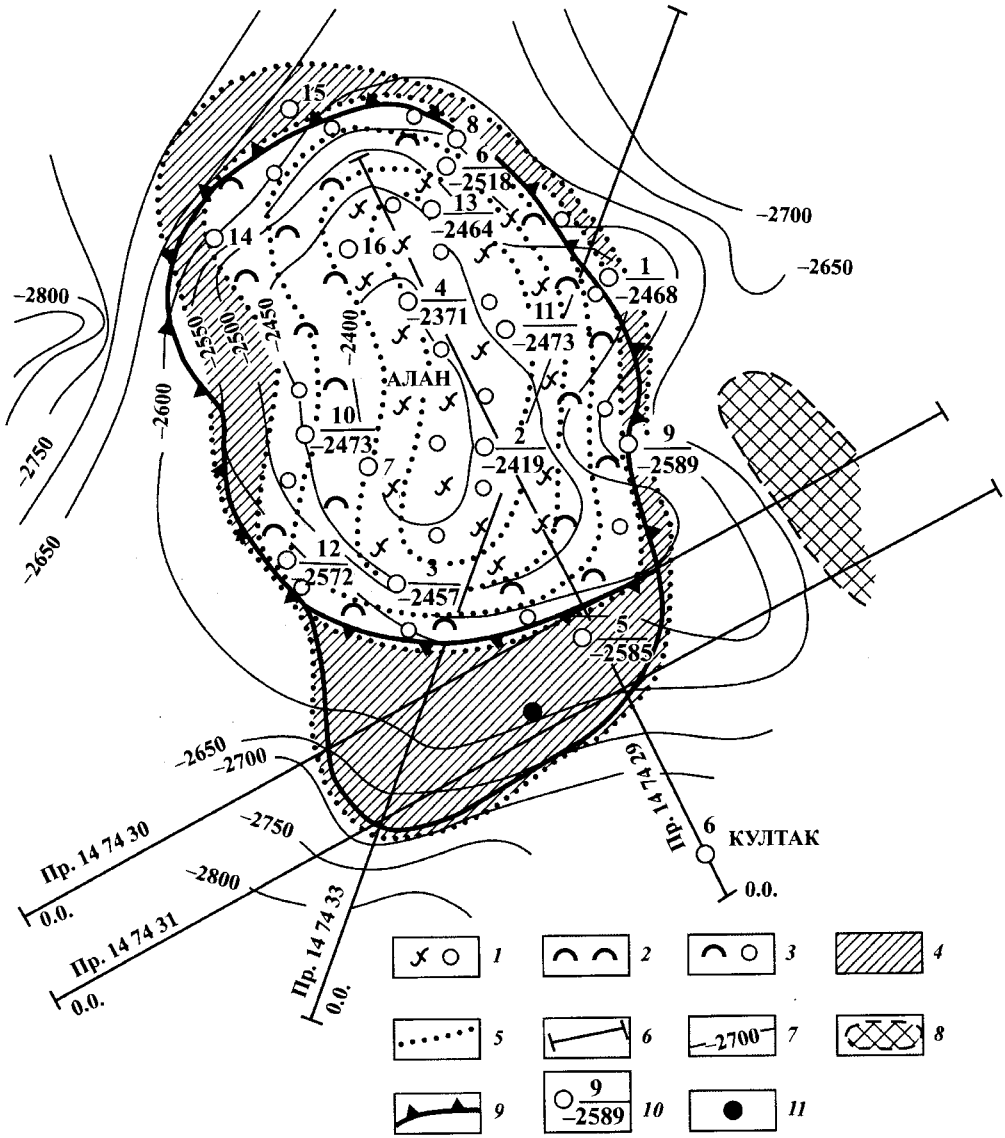


Рис. 13.50. Палеогеоморфологическая карта (по Н.К. Фортунатовой):
1 – рифовое плато; *2* – рифовый волнолом; *3* – рифовый склон; *4* – конус выноса с рифового массива (переотложенная рифовая осыпь); *5* – границы палеогеоморфологических зон и типов разрезов; *6* – профили ОГТ; *7* – изогипсы отражающего горизонта T_5 (нижние ангидриты J_3km+t, по С.Х. Смирновой и Л.Г. Черкашиной, 1985); *8* – зона резкого осложнения сейсмической записи по отражающим горизонтам T_4 и T_5; *9* – граница распространения рифа по данным сейсморазведки и бурения; *10* – скважина глубокого бурения (в числителе – номер скважины, в знаменателе – абсолютная отметка горизонта T_5); *11* – рекомендуемая скважина (Западный Узбекистан, пл. Алан)

Эти алгоритмы построения карт в настоящее реализованы в многочисленных программных средствах от простых интерполяционных программ, до программ с ранжированием приоритетов исходной информации (скважина, сейсмика и т.д.).

13.11. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ ПРОВОДКИ СКВАЖИН

ОТБОР И ИССЛЕДОВАНИЕ КЕРНА И ШЛАМА

Для получения прямой геологической информации о литологическом составе, фильтрационно-емкостных свойствах и характере насыщения вскрываемого разреза в скважинах отбирают образцы пород. Наиболее полную характеристику разреза дает отбираемый в процессе бурения *керн*. Отбор образцов керна проводится специальными колонковыми долотами. Объемы и интервалы отбора керна определяются геолого-техническим нарядом. В опорных скважинах производится сплошной отбор керна, в параметрических он проектируется в объеме до 20 % от глубины скважины, в поисковых — обычно 10—12 %. Вынос керна в среднем составляет 40—50 % от интервала бурения с отбором керна, причем в рыхлых породах он снижается до 5—10 %.

На стадии подготовки месторождений к разработке для детального изучения свойств коллекторов и получения информации, необходимой для подсчета запасов и составления проекта разработки бурятся специальные базовые скважины со сплошным отбором керна из продуктивных пластов. На каждом месторождении рекомендуется бурение одной или нескольких скважин (в зависимости от масштаба месторождения, степени неоднородности природного резервуара) с применением безводного или нефильтрующего раствора для проведения прямых определений величин коэффициента нефегазонасыщенности пород-коллекторов.

При разведке газовой (газоконденсатной) залежи для определения наличия остаточной нефти и оценке ее величины рекомендуется рядом со скважиной на безводном (нефильтрующемся) растворе бурить скважину на растворе с водной основой со сплошным отбором керна большого диаметра (не менее 60 мм).

При недостаточной освещенности разреза керном отбирают и изучают шлам. *Шлам* — мелкие кусочки пород, образующихся при бурении, которые выносятся на поверхность промывочной жидкостью. Шлам отбирают с помощью специального набора сит через равные интервалы разреза: в однородных толщах через 5—10 м, в изменчивом разрезе через 1—2 м. После бурения скважины для изучения интервалов разреза, недостаточно изученных как по данным бурения, так и по данным геофизических исследований, производят отбор образцов со стенок пробуренной скважины. Для этого применяют специальные устройства — боковые грунтоносы. Образцы пород выбуренные сверлящим грунтоносом сохраняют естественные физические свойства, поэтому по ним можно определить как литологический состав, так и коллекторские свойства.

Наблюдение и контроль за технологией отбора и выносом керна, шлама и боковых грунтов осуществляется геологической службой организации, ведущей буровые работы. Работники геологической службы (геолог, техник-геолог или коллектор) должны обязательно присутствовать на скважине при каждом подъеме колонкового долота и извлечения керна, при отборе боковых грунтов.

Привязка керна к разрезу скважины производится с помощью периодических промеров бурового инструмента, результаты которых зано-

сятся в геологический журнал и оформляются соответствующим актом. Привязку к разрезу, в случае бурения со сплошным отбором, проводят путем сопоставления диаграммы какого-либо промыслово-геофизического метода с результатами «каротажа по керну» (например, диаграмм акустического метода с результатами измерения на образцах керна скорости распространения упругих волн).

Герметизация керна. Керн, отобранный для прямой оценки остаточной водо- и нефтенасыщенности, должен быть тщательно и немедленно после извлечения герметизирован. Герметизация обеспечивает сохранность в кернах содержания воды и нефти. Образцы, отобранные при бурении на безводном растворе, погружают под уровень бурового раствора. При этом они снабжаются металлическими этикетками, которые прикрепляются с помощью металлической проволоки.

Образцы, отобранные с применением растворов на водной основе, герметизируются в следующей последовательности: полиэтиленовый мешок, марля, пропитанная расплавленным парафином, парафин.

Все операции при герметизации керна необходимо выполнять быстро; для контроля ведут хронометраж, отмечая время начала и конца каждой операции.

Регистрация и нумерация керна должны проводиться в строгом соответствии с порядком извлечения его из колонковой трубы.

Керн плотно укладывают в ящики по порядку номеров, соблюдая его ориентацию и отмечая специальными перегородками начало и конец долбления.

Разрушенный керновый материал собирают в полотняные (или полиэтиленовые) мешочки, которые завязываются и укладываются в последовательности извлечения вместе с неразрушенным керном.

Укладка керна в ящики должна быть весьма плотной. Разбитый негерметизированный керн при укладке совмещается по плоскости раскола. Укладку производят в направлении слева направо, на ящиках обязательно должны быть нанесены стрелки и написаны интервалы долбления. Запрещается укладка керна в два и более рядов в одну секцию ящика.

Литологическое описание кернового материала, поднимаемого из скважин, является одной из основных составляющих геологической информации об исследуемом разрезе. Различают срочное, макро- и микроскопическое описания.

Срочное макроскопическое описание керна выполняется на буровой непосредственно после извлечения керна из колонковой трубы представителем геологической службы, с целью отнесения керна к тому или иному литотипу, фиксации наличия или отсутствия каверн (и трещин), установления степени макронеоднородности, визуальной оценки характера насыщенности и т.п. Результаты срочного макроописания записывают в геологический журнал или в специальный бланк учета керна.

Макроописание керна выполняется в кернохранилище или лаборатории. При этом уточняется и дополняется срочное макроописание. Описание должно проводиться в следующем порядке: название породы, цвет, структура, состав и характер цементации, крепость цементации, наличие видимых пустот (их размеры, очертание и распределение в породе), текстура породы, особенности минералогического состава, содержание кальцита и доломита, наличие включений и конкреций, наличие и условия

залегания остатков организмов, мощность отдельных прослоев и характер чередования их, наличие органических и битуминозных веществ, наличие, ориентировка, раскрытость и выполнение трещин.

Макроописание герметизированных образцов выполняется в лаборатории физики пласта после определения содержания остаточной водо- и нефтенасыщенности прямым способом.

При выполнении макроописания керна пользуются лупой, соляной кислотой и каким-либо растворителем (бензином).

Детальное микроописание керна проводится путем исследования прозрачных шлифов с помощью поляризационнных микроскопов. При микроописании по результатам макроописания выбирают наиболее характерные образцы керна, отражающие основные закономерности изменения литологии пород по разрезу.

Пробы шлама промываются, просушиваются, укладываются в пробирки или бумажные пакеты и этикетируются. Образцы шлама подлежат хранению наравне с керновым материалом.

При отборе образцов шлама следует отметить глубину, соответствующую положению забоя скважины. Образцы шлама описываются в том же порядке, что и керн. Описание шлама заносится в геологический журнал.

Обработка керна. Регистрация принятого на хранение керна производится в журнале. Геолог осматривает керн, уточняя срочное макроописание, выполненное на буровой, и отбирает его на различные виды анализов.

При отборе керна на анализы (петрофизический, минералогический, люминесцентный, коллекторских свойств и др.) образцы снабжаются этикеткой и в журнале регистрации керна производится соответствующая запись.

Важным условием для получения сопоставимых значений исследуемых параметров является проведение различных анализов на одном и том же куске керна. В связи с этим по керну, поднятому из какого-либо интервала продуктивного пласта, определяют коллекторские свойства и выполняют комплекс литологических исследований.

По керну скважин, пробуренных на безводном или инвертном растворе со сплошным отбором, лабораторные определения выполняют в максимальном объеме.

Изучении фильтрационно-емкостных свойств пород, характеризующихся сложным строением пустотного пространства (каверновых, трещиноватых), необходимо проводить на крупных образцах керна (с сохранением диаметра).

По керну нефтяных залежей в лаборатории обязательно определяют коэффициент вытеснения нефти.

Хранение керна, шлама и боковых грунтов. Во всех экспедициях глубокого бурения должны быть организованы временные кернохранилища. В центральное кернохранилище объединения направляются отдельные необходимые для исследования образцы, а также весь керн опорных, параметрических и отдельных поисковых скважин. Остальной керн остается во временном кернохранилище до ликвидации работ, после чего передается в центральное кернохранилище. Хранение керна на буровой не разрешается.

Керновый материал маркируется эмалевой краской (или в крайнем

случае путем наклейки этикеток). Нижний конец керна отмечается стрелкой, цифра над которой означает количество кусков керна в данном интервале.

На крышке и торцовой стороне ящика красной краской указывается название структуры, участка или площади, год и месяц проведения работ, номер скважины, интервал отбора керна.

Ящики нумеруются по порядку. Номер ящика указывается черной краской. Размещение керна на стеллажах производится в порядке возрастания номеров скважин и ящиков.

Помещение кернохранилища запирается и охраняется, ключ от него хранится у ответственного лица.

Сроки хранения и ликвидации керна, шлама и боковых грунтов. Керн опорных и параметрических скважин, как правило, сокращению и уничтожению не подлежит и хранится постоянно. В виде исключения его количество может быть сокращено по опорной скважине при наличии решения научно-технического совета высшего государственного геологического органа страны, а по параметрической — НТС геологического управления или объединения.

Керн поисковых скважин полежит хранению до утраты своего значения в результате проведения более детальных работ.

При большом количестве на площади (структуре) поисковых скважин после рассылки керна на все виды анализов хранить весь оставшийся керн необязательно. В этом случае отбирают эталонный разрез по одной или нескольким скважинам, наиболее полно освещающий вскрытые отложения. Образцы отбирают таким образом, чтобы сводный разрез полностью отражал его стратиграфические и литологические характеристики. Хранение образцов эталонного разреза различных скважин должно быть раздельным.

Образцы керна и шлама, входящие в эталонный или сводный разрез подлежат постоянному хранению.

После корректировки срочного макроописания и отбора образцов на все виды анализов геологом производится сокращение керна поисковых скважин с учетом эталонного (сводного) разреза для данной площади. Отметки о сокращении керна заносятся в журнал, и ставится подпись лица, подготовившего керновый материал к сокращению.

Сохраняемые образцы должны быть длиной не менее 15—20 см.

Помимо образцов эталонного или сводного разреза из других скважин необходимо отобрать и хранить:

- образцы из маркирующих (опорных) горизонтов;
- образцы, характеризующие контакт между отдельными стратиграфическими комплексами;
- образцы из зон тектонических нарушений;
- образцы с фауной;
- образцы с признаками нефтеносности;
- образцы с повышенной или высокой радиоактивностью;
- образцы из скважин, вскрывших какой-либо горизонт, не встреченный в эталонном разрезе.

Керн разведочных скважин обязательно хранится до утверждения подсчета запасов по месторождению. А по месторождениям, по которым подсчет запасов не производится, — до сдачи окончательного отчета о раз-

ведке в геологические фонды, после чего решается вопрос о целесообразности его дальнейшего хранения.

Дублеры образцов, отправленных на различные виды анализов, в случае сомнительных результатов анализа отправляются в лаборатории повторно.

Во всех случаях вопрос о ликвидации керна поисково-разведочных скважин решается научно-техническим советом организации, ведущей буровые работы, с утверждением его геологическим отделом или главным геологом объединения.

Ликвидация керна производится комиссией под председательством главного (старшего) геолога экспедиции. Комиссия обязана проверить наличие и качество геологической документации по ликвидируемому керну и проследить за тщательным его уничтожением.

Ликвидация керна по каждой скважине оформляется специальным актом, который прикладывается к журналу геологической документации. В книге регистрации керна по кернохранилищу делается соответствующая запись.

Глава 14

КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА

По результатам геологоразведочных работ оценивают количество и качество находящихся в недрах углеводородов и определяют возможность их извлечения. Эти оценки используют для планирования региональных, поисковых, оценочных и разведочных работ, а также добычи нефти и газа, поэтому им всегда придают огромное значение.

Первая русская работа по подсчету запасов вышла в свет более 100 лет назад — в 1888 г. горный инженер А.М. Коншин опубликовал результаты подсчета запасов нефти объемным методом по некоторым районам Кубани.

Уже на заре развития нефтяной промышленности стало понятным, что для того, чтобы получать сопоставимые результаты, необходимо стандартизировать подсчет и учет нефти и газа в недрах. В качестве такого стандарта выступает «Классификация запасов и ресурсов», которая устанавливает единые принципы подсчета и учета количества нефти и газа в недрах, оценивает их экономическое значение и степень подготовленности для промышленного освоения месторождений нефти и газа.

Первой официальной классификацией запасов, которую использовали в России в начале века при подсчете запасов, была классификация Лондонского института горного дела и металлургии (1907 г.). По мере совершенствования техники и методики проведения геологоразведочных работ и подсчета запасов классификация запасов периодически изменялась. В России первая классификация запасов нефти была принята в 1928 г., а действующая классификация запасов, принятая в 1983 г., и усовершенствованная в 2001 г. уже девятая по счету. Она отражает накопленный опыт ведения геологоразведочных работ и оценки запасов нефти и газа в условиях плановой экономики. Изменившиеся правила пользования недрами в условиях рыночных отношений, безусловно, потребуют внесения в действующую классификацию новых изменений и дополнений.

Углеводороды, находящиеся в недрах вместе с содержащимися в них попутными компонентами, подразделяются на запасы и ресурсы (рис. 14.1).

Запасы (геологические запасы) — количество нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов в открытых залежах, наличие которых в недрах обосновывается геолого-геофизическими исследованиями и данными бурения, опробованием скважин в колонне, опытной или промышленной эксплуатацией.

Извлекаемые запасы — часть геологических запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

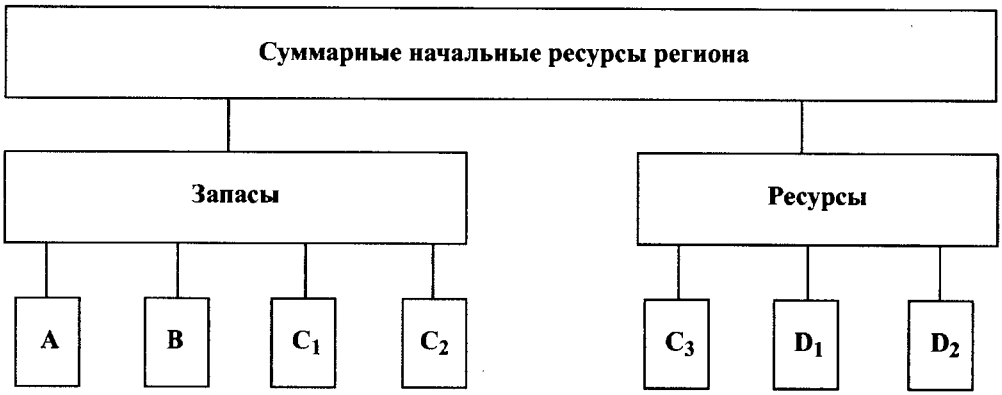


Рис. 14.1. Действующая в РФ классификация запасов и ресурсов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов

Коэффициенты извлечения нефти и конденсата определяются на основании повариантных технологических и технико-экономических расчетов и утверждаются в Государственной комиссии по запасам (ГКЗ).

Ресурсы — количество нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов в неоткрытых залежах, наличие которых в недрах с разной степенью вероятности предполагается на основе результатов геологических, геофизических и геохимических исследований.

Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти и газа учитываются в государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации по результатам геологоразведочных работ и разработки месторождений. Данные о запасах месторождений и перспективных ресурсах нефти и газа используются при разработке концепции экономического и социального развития субъектов Российской Федерации, регионов и Российской Федерации в целом, а данные о запасах по месторождениям — для проектирования добычи и транспортировки нефти и газа.

Прогнозные ресурсы нефти и газа, наличие которых предполагается на основе общих геологоразведочных представлений, теоретических предпосылок, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований, оцениваются в пределах крупных регионов, нефтегазоносных провинций, акваторий, областей, регионов, районов, площадей. Данные о прогнозных ресурсах нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ.

При определении запасов месторождений подлежат обязательному подсчету и учету запасы нефти и газа, конденсата и содержащихся в них компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов), целесообразность которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами. Подсчет и учет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, производятся по каждой залежи раздельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

Перспективные ресурсы подсчитываются и учитываются, а прогнозные ресурсы оцениваются раздельно по нефти, газу и конденсату.

Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти и конденсата,

а также этана, пропана, бутанов, серы и металлов подсчитываются и учитываются, а прогнозные ресурсы нефти и конденсата оцениваются в единицах массы, запасы месторождений и перспективные ресурсы газа и гелия подсчитываются и учитываются, а прогнозные ресурсы газа оцениваются в единицах объема. Подсчет, учет и оценка производятся при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа при 20 °С).

Оценка качества нефти, газа и конденсата производится в соответствии с требованиями государственных, отраслевых стандартов и технических условий с учетом технологии добычи и переработки, обеспечивающей их комплексное использование.

При получении из скважин на месторождениях нефти и газа притоков подземных вод должны быть определены химический состав подземных вод, содержание в них йода, брома, бора и другие показатели для обоснования целесообразности проведения специальных геологоразведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных нужд.

До 2001 г. классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов определялась «Инструкцией ГКЗ СССР по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной в 1983 г.

С 2001 г. действует временная классификация, которая практически дублирует утвержденную еще в 1983 г. классификацию запасов и ресурсов нефти и газа СССР и не учитывает многих вопросов оценки запасов в современных условиях недропользования.

В 2005 г. Министерство природных ресурсов Российской Федерации утвердило новую Классификацию запасов нефти и природного газа. (Классификация РФ 2005) (см. рис. 11.3), однако в связи с длительной апробацией она не введена в действие. В связи с этим в настоящем учебнике наряду с классификацией 2005 г. приводятся необходимые сведения по действующей в настоящее время Временной классификации 2001 г.

14.1. ВРЕМЕННАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ (2001)

Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (далее – Временная классификация) устанавливает единые для Российской Федерации принципы подсчета и государственного учета запасов месторождений, перспективных ресурсов нефти, горючих газов (свободный газ, газ газовых шапок и газ, растворенный в нефти) в недрах по степени их изученности, а также условия, определяющие подготовленность разведанных месторождений для промышленного освоения и основные принципы оценки прогнозных ресурсов нефти и газа (Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, 2001).

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяют-

ся на разведанные (категории А, В и C_1) и предварительно оцененные (категория C_2).

Ресурсы нефти и газа по степени их обоснованности подразделяются на перспективные (категория C_3) и прогнозные (категории D_1 и D_2).

Категория А — запасы залежи (ее части), изученной с детальностью, обеспечивающей полное определение ее типа, формы и размеров, эффективной нефте- и газонасыщенной толщины, типа коллектора, характера изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенности продуктивных пластов, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки (режим работы, продуктивность скважин, пластовое давление, дебиты нефти, газа и конденсата, гидропроводность и пьезопроводность и др.).

Запасы категории А подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождений нефти и газа.

Категория В — запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти и газа в скважинах на различных гипсометрических отметках. Тип, форма и размеры залежи, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина, тип коллектора, характер изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях и другие параметры, а также основные особенности залежи, определяющие условия ее разработки, изучены в степени, достаточной для составления проекта разработки залежи.

Запасы категории В подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа.

Категория C_1 — запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных и скважинах промышленных притоков нефти или газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах.

Тип, форма и размеры залежи, условия залегания вмещающих нефть и газ пластов-коллекторов установлены по результатам бурения разведочных и эксплуатационных скважин и проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований. Литологический состав, тип коллектора, коллекторские свойства, нефте- и газонасыщенность, коэффициент вытеснения нефти, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина продуктивных пластов изучены по керну и материалам геофизических исследований скважин. Состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях изучены по данным опробования скважин. По газонефтяным залежам установлена промышленная ценность нефтяной оторочки. Продуктивность скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовые давления, температура, дебиты нефти, газа и конденсата изучены по результатам испытания и исследования скважин. Гидрогеологические и геокриологические условия установлены по результатам бурения скважин и по аналогии с соседними разведанными месторождениями.

Запасы категории C_1 подсчитываются но результатам геологоразведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степе-

ни, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа.

Категория C_2 — запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований:

в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий;

в промежуточных и вышезалегающих неопробованных пластах разведанных месторождений.

Форма и размеры залежи, условия залегания, толщина, и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований с учетом данных по более изученной части или по аналогии с разведанными месторождениями.

Запасы категории C_2 используются для определения перспектив месторождения, планирования геологоразведочных работ при геолого-промысловых исследований при переводе скважин на вышележащие пласты и частично для проектирования разработки залежей.

Категория C_3 — перспективные ресурсы нефти и газа, подготовленных для глубокого бурения площадей, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района.

Форма, размеры и условия залегания залежи определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти или газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

Перспективные ресурсы нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ и прироста запасов категорий C_1 и C_2.

Категория D_1 — прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью.

Количественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа категории D_1 производится по результатам региональных геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах оцениваемого региона.

Категория D_2 — прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических и геохимических исследований. Количественная оценка прогнозных ресурсов этой категории производится по предположительным параметрам на основе общих геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где имеются разведанные месторождения нефти и газа.

При подсчете запасов и ресурсов залежей и месторождений нефти и газа обязательному раздельному учету подлежат не только ресурсы и запасы нефти, газа, конденсата, но и попутные компоненты, содержащиеся в нефти (сера, тяжелые металлы и др.), в конденсате, свободном и растворенном газе (этан, пропан, бутан, сера, гелий, азот, углекис-

лый газ, ртуть и др.) и попутных водах (иод, бром, бор, легкие металлы и др.).

Ресурсы и запасы нефти и конденсата, а также этана, пропана, бутанов, серы и металлов учитываются в единицах массы (тыс. т). Ресурсы и запасы газов учитываются в единицах объема, приведенных к стандартным условиям (давлению 0,1 МПа и температуре 20 °С). Подсчет сухого газа (метана), сероводорода, диоксида углерода, азота ведется в млн $м^3$, гелия и аргона — в тыс. $м^3$.

Запасы имеющих промышленное значение компонентов, содержащихся в нефти, газе и конденсате, подсчитываются в контурах подсчета запасов нефти и газа по тем же категориям.

14.2. НОВАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА (КЛАССИФИКАЦИЯ РФ 2005)

Органы государственной экспертизы и государственного учета на основе единого подхода, определенного действующими Классификациями, приняли на Государственный баланс запасы более 32 тысяч залежей и более чем трем тысячам месторождений нефти и газа. Это, безусловно, уникальная база данных о нефтегазовом потенциале страны, но она требует пополнения новыми данными, соответствующими современным экономическим условиям.

Каждая страна сама решает, какие критерии и стандарты ей принимать при классификации собственных ресурсов и запасов углеводородного сырья, но если объективно признать, что нефть и газ являются экспортно-импортным сырьем, то становится бессмысленным формальное сохранение старой классификации, построенной на основе требований плановой экономики, или создание новой классификации, которая не учитывает современные экономические реалии и не предполагает гармонизацию с международными стандартами.

Переход российской экономики на рыночные отношения, изменение условий недропользования, интеграция отечественной нефтегазовой промышленности в международный бизнес, возникновение новых стандартов и новых систем учета нефтегазовых запасов и ресурсов предопределили необходимость создания новой классификации запасов и ресурсов нефти и газа и приближение ее к тем зарубежным стандартам, которыми сейчас пользуются в мире.

Минприроды РФ 1 ноября 2005 года утвердило новую классификацию запасов и ресурсов нефти и горючих газов (рис. 14.2), которая после проведения определенного цикла подготовительных работ и необходимой апробации должна быть введена в действие.

В основу новой Классификации наряду с хорошо отработанными признаками, определяющими геолого-промысловую изученность и достоверность запасов, легли принципы экономической эффективности освоения запасов и ресурсов. Для выделения групп запасов и ресурсов по этому признаку введен критерий экономической эффективности. Кроме того, введен новый признак — степень промышленного освоения залежи и за-

Рис. 14.2. Классификация запасов и ресурсов РФ (2005 г.)

ново сформулированы требования к выделению категорий запасов и ресурсов, приближенные к действующим мировым стандартам.

При построении новой Классификации учитывались:

- требования государства, определяющего стратегию недропользования;
- интересы геологоразведочных и нефтяных компаний, осуществляющих изучение ресурсного потенциала недр, подготовку запасов и процесс разработки;
- интересы акционеров и инвесторов, стремящихся к созданию таких стандартов, которые минимизировали бы риск инвестиций и определение справедливой рыночной цены извлекаемых запасов.

Классификация и Методические указания по применению классификации подготовлены большой группой ученых и производственников, специалистов в области нефтяной геологии и подсчета запасов.

В новой классификации с целью систематизации информации в области регулирования знаний о запасах и ресурсах, группы и категории запасов и ресурсов выделены на основе следующих признаков:

- экономическая эффективность
- степень промышленного освоения
- степень геологической изученности

По степени экономической эффективности и возможности их промышленного освоения и использования (рис. 14.3) запасы нефти, газа и содержащиеся в них компоненты подразделяются на две группы, подлежащие раздельному подсчету и учету — **промышленно значимые** и **непромышленные.** Промышленно значимые запасы подразделяются на *нормально-рентабельные* и *условно-рентабельные.*

Выделение групп запасов по экономической эффективности осуществляется на основе расчета величины чистого дисконтированного дохода, определяемого по прогнозируемым показателям разработки при фиксированных нормах дисконта. Расчеты осуществляются на основе программ и требований, признанных мировым нефтяным сообществом и широко внедренными в РФ.

Критериями выделения категорий запасов по геологической изученности являются изученность геологического строения и нефтегазоносности залежи бурением, геофизическими методами, промысловыми и аналитическими исследованиями, позволяющими осуществить достоверный подсчет запасов и составить проект разработки на основе геологической и фильтрационной моделей залежи.

Критерием выделения запасов по промышленной освоенности является степень освоения объекта в соответствии со стадиями разработки и этапами и стадиями геологоразведочных работ. По промышленной освоенности выделяются запасы: *извлеченные (добытые), разбуренные разрабатываемые, разбуренные неразрабатываемые, неразбуренные, выявленные и оцененные, законсервированные.*

Промышленно значимые нормально-рентабельные извлекаемые запасы по сумме критериев — экономическая эффективность, степень геологической изученности и промышленного освоения подразделяются на ***четыре категории запасов*** — *достоверные* — категория А; *установленные* — категория В; *оцененные* — категория C_1; *предполагаемые* — категория C_2. Промышленно значимые условно рентабельные извлекаемые запасы по степени геологической изученности подразделяются на *три категории* за-

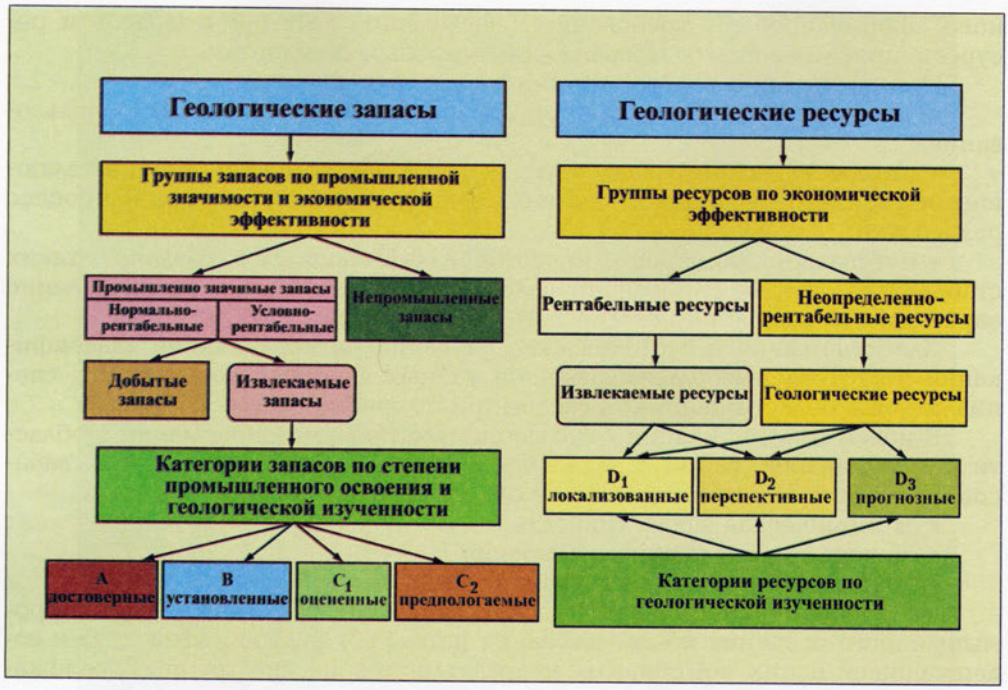


Рис. 14.3. Классификация запасов и ресурсов по степени промышленной значимости и экономической эффективности

пасов — установленные — категория В; оцененные — категория C_1; предполагаемые — категория C_2.

На месторождениях и залежах с непромышленными запасами подсчитываются и учитываются только геологические запасы.

Выделение групп и категорий извлекаемых запасов зависит главным образом от объема и степени достоверности экономических и стоимостных показателей, первичных геолого-промысловых данных и лабораторных исследований, имеющихся на дату подсчета, а также от качества интерпретации этих данных. Относительная степень освоенности залежи, достоверность классификационных признаков, вытекающих из объема и качества геолого-промысловой и лабораторной информации предопределяют отнесение к определенной категории запасов.

Выделение групп ресурсов зависит главным образом от объема и качества региональных и площадных геолого-геофизических исследований, обоснованности принятых аналогий с эталонными участками, а также от принятых экономических и стоимостных показателей.

Ресурсы нефти, газа и содержащиеся в них компоненты по степени экономической эффективности и возможности их промышленного освоения и использования подразделяются на две группы, подлежащие раздельной оценке и учету — **рентабельные** и **неопределенно-рентабельные**.

Критерием выделения ресурсов по экономической эффективности является показатель *ожидаемая стоимость запасов* (ОСЗ) — чистый дисконтированный доход, прогнозируемый по результатам будущих геологоразведочных работ (ГРР) с учетом затрат на ГРР и вероятности их успеха.

Критерием выделения категорий ресурсов по геологической изученности является изученность геологического строения и нефтегазоносности участка недр по площади и разрезу параметрическим и поисковым бурением, геофизическими, геохимическими и другими видами региональных и поисково-разведочных работ, детальности построения геологической модели перспективной ловушки и достоверности оценки ресурсов для проектирования региональных, поисковых и детальных сейсморазведочных работ в соответствии с этапами и стадиями региональных и поисковых работ.

Рентабельные извлекаемые ресурсы подразделяются на три категории: **локализованные D_1, перспективные D_2, прогнозные – D_3.**

Ко всем категориям извлекаемых запасов предъявляются следующие основные требования:

— Категории могут выделяться только в пределах отдельной залежи, промышленная продуктивность которой доказана.

— Залежь с доказанной промышленной нефтегазносностью, должна находиться в состоянии разработки на основе проектного документа или на основе достаточно обоснованной аналогии и первичной геолого-инженерной информации должно быть достоверно доказано, что она может разрабатываться на основании общепринятых методов эксплуатации.

— По данным интерпретации геолого-геофизических и промысловых данных должно быть обосновано — геологическое строение, подсчетные параметры, продуктивность нефтегазонасыщенных пластов и степень неоднородности пласта в пределах расчетного поля.

— На основании общепринятых экономических расчетов должна быть доказана экономическая рентабельность извлечения запасов.

— Обоснование геолого-промысловых характеристик, подсчетных параметров и экономических показателей осуществляется на основании достоверных данных, полученных на дату подсчета.

— Категории выделяются и учитываются только для извлекаемых запасов.

Объектами подсчета и выделения групп и категорий запасов могут являться:

— вновь открытые залежи, по которым установлен факт открытия;

— разведываемые залежи (части залежей), на которых в результате дополнительных геолого-геофизических работ, геолого-промысловых исследований и экономических расчетов установлено изменение величины, группы и категории запасов;

— разрабатываемые залежи, на которых в результате промышленного освоения произошло изменение величины, группы и категории запасов.

Элементарный участок для выделения категорий запасов — квадрат со стороной, равной расстоянию между скважинами эксплуатационной сетки, и ориентированный по линии север-юг (запад-восток). Размер эксплуатационной сетки определяется проектным документом на разработку, а при его отсутствии принимается по аналогии с близлежащими месторождениями или условно. Совокупность элементарных площадок одинаковых категорий определяет границы участков запасов разных категорий.

В однородных пластах, подтвержденных данными сейсморазведки и промысловых исследований, размеры элементарных участков могут быть увеличены до удвоенного расстояния между скважинами эксплуатационной сети. В подобных пластах элементарные участки могут объединяться, если

расстояния между границами участков меньше размера элементарной ячейки.

На залежах разбуренных горизонтальными скважинами размеры элементарного участка принимается равными размеру зоны дренирования залежи горизонтальным стволом.

Объектом оценки ресурсов и выделения групп и категорий ресурсов являются прогнозируемые скопления нефти, газа в нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексах, горизонтах, пластах и ловушках, не вскрытых бурением, наличие которых в недрах прогнозируется по результатам геологических, геофизических и геохимических исследований.

Элементарный участок для выделения категорий ресурсов D_1 — локальная ловушка нефти и газа подготовленная для поискового бурения или выявленная ловушка, на которой планируется проведение детальных сейсморазведочных работ.

Элементарный участок для выделения категорий ресурсов D_2 и D_3 — единицы нефтегазогеологического районирования. Для категории D_2 — зоны, район, область, для категории D_3 — район, область, провинция (бассейн) или их части.

Выделение категорий запасов нефти и газа производится раздельно по залежам. Для двухфазных залежей выделение категорий проводится отдельно для нефтяной и газовой частей.

К категории А (рис. 14.4) относятся разрабатываемые эксплуатационной сеткой в соответствии с проектным документом на разработку, нормально рентабельные извлекаемые запасы достоверно изученной залежи или ее части.

По экономической эффективности к категории А относятся извлекаемые запасы промышленное значение и экономическая эффективность которых определены на основе данных разработки оцениваемой залежи и показателей утвержденных проектных технологических документов на разработку.

По степени промышленного освоения к категории А относятся:

— Извлекаемые запасы промышленно освоенных залежей (или их частей), дренируемые эксплуатационными скважинами при реализованных технологиях разработки в соответствии с проектным документом на разработку.

— Извлекаемые запасы разрабатываемой залежи, которые могут быть извлечены дополнительно из геологических запасов этой залежи (или ее части) за счет уплотнения первичной сетки эксплуатационных скважин, если недропользователь приступил к реализации программы уплотнения сетки эксплуатационных скважин.

— Извлекаемые запасы разрабатываемой залежи (или ее части), которые могут быть экономически рентабельно дополнительно извлечены за счет применения промышленно освоенных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), при условии подтверждения эффективности МУН результатами разработки опытного участка (участков) и включения всех необходимых элементов технологии в реализуемый вариант разработки на всей площади, относимой к категории А.

— Извлекаемые запасы разрабатываемых залежей в районе скважин, временно-простаивающих на дату подсчета по разным причинам, но ввод которых в разработку экономически обоснован соответствующим докумен-

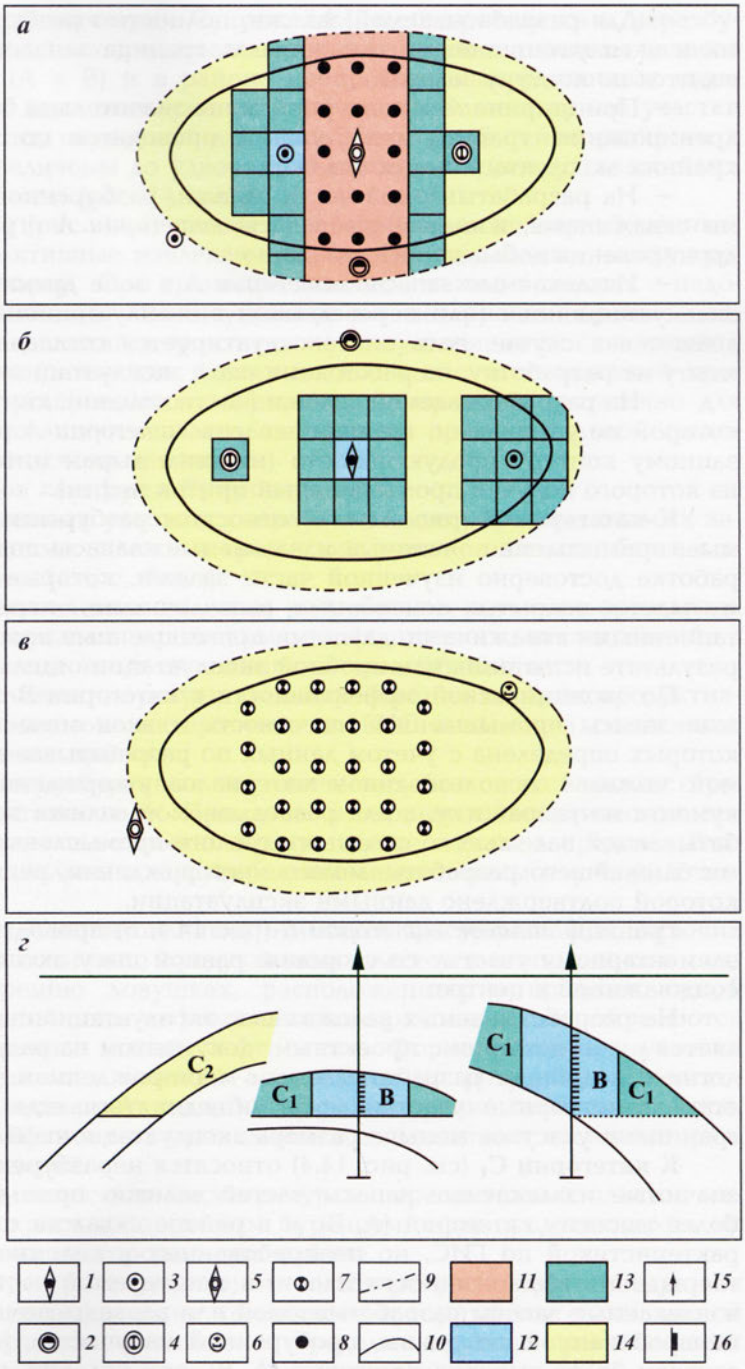


Рис. 14.4. Выделение запасов различных категорий:
1 – поисковая скважина, давшая промышленный приток; *2* – межконтурная скважина, давшая обводненный приток; *3* – разведочная, давшая промышленный приток; *4* – разведочная неопробованная скважина с положительной характеристикой по ГИС; *5* – эксплуатационная законтурная скважина; *6* – разведочная, неопробованная; *7* – транзитная эксплуатационная с положительной характеристикой по ГИС; *8* – эксплуатационная скважина; *9* – внешний контур нефтеносности; *10* – внутренний контур нефтеносности; *11* – запасы категории А; *12* – запасы категории В; *13* – запасы категории C_1; *14* – запасы категории C_2; *15* – разведочная скважина; *16* – интервал перфорации

том на разработку и не потребует существенных дополнительных капитальных затрат.

Границы извлекаемых запасов категории А выделяются:

— Для разрабатываемой залежи, полностью разбуренной разведочными и эксплуатационными скважинами, граница запасов *категории А* проводится по контуру залежи.

— При ширине межконтурной зоны значительно большей, чем радиус дренирования, граница *категории А* проводится по зоне дренирования крайних эксплуатационных скважин.

— На разрабатываемой части залежи, разбуренной эксплуатационными скважинами, извлекаемые запасы *категории А* ограничиваются зоной дренирования добывающих скважин

— Извлекаемые запасы *категории А* в зоне дренирования единичной эксплуатационной (или переведенной в эксплуатационную) скважины выделяются в случае, если она эксплуатируется согласно проектному документу на разработку, на расстоянии шага эксплуатационной сети.

— На разрабатываемой залежи (части залежи), контур продуктивности которой не установлен, граница запасов *категории А* проводится по доказанному контуру продуктивности (нижним дырам интервала перфорации из которого получен промышленный приток нефти).

К категории В (рис. 14.4, *а*) относятся разбуренные, неразрабатываемые, промышленно значимые извлекаемые запасы подготовленной к разработке достоверно изученной части залежи, которые ожидается извлечь из пластов вскрытых поисковыми, разведочными, опережающими эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти и газа в результате испытания или пробной эксплуатации отдельных скважин.

По экономической эффективности к категории В относятся извлекаемые запасы промышленная значимость и экономическая эффективность которых определена с учетом данных по разрабатываемой части оцениваемой залежи с использованием материалов утвержденного проектного документа на разработку, а для разведываемой залежи по аналогии с разрабатываемой залежью со сходными геолого-промысловыми характеристиками ближайшего разрабатываемого месторождения, рентабельное освоение которой подтверждено данными эксплуатации.

Границы *запасов категории В* (рис 14.4, *б*) проводятся по квадратному элементарному участку со стороной равной шагу эксплуатационной сетки со скважиной в центре:

На разрабатываемых залежах шаг эксплуатационных скважин определяется в соответствии с проектным документом на разработку или по аналогии с подобным разрабатываемым месторождением. В однородных пластах элементарные участки могут объединяться если расстояние между границами участков меньше размера эксплуатационной сетки.

К категории C_1 (см. рис. 14.4) относятся неразбуренные, промышленно значимые извлекаемые запасы частей залежи, примыкающих к запасам более высоких категорий (А, В), и в районе скважин с положительной характеристикой по ГИС, но неопробованных в колонне, при условии подтверждения выдержанности пласта в исследуемой части залежи, а также извлекаемые запасы разрабатываемой или разведываемой залежи в районе неопробованной скважины, пробуренной на участке, не примыкающем к запасам более высоких категорий (А, В), при условии, что имеющаяся геолого-геофизическая информация с высокой степенью вероятности указывает на промышленную продуктивность вскрытого пласта в данной части залежи. Характеристика по данным ГИС аналогична с характеристикой скважин с доказанной продуктивностью в разрабатываемой части залежи.

Границы запасов категории C_1 (рис. 14.4, *а*, *б*) проводятся в неразбуренной части залежи, непосредственно примыкающей к участкам запасов высших категорий (А и В) и в районе неопробованных одиночных скважин, на расстоянии шага эксплуатационной сетки. Элементарные участки в однородных пластах, изученных данными трехмерной сейсморазведки и ГИС, могут быть увеличены до удвоенного расстояния между скважинами эксплуатационной сетки (рис. 14.4, *в*, *г*).

К категории C_2 (рис. 14.4) относятся предполагаемые неразбуренные, экономически эффективные извлекаемые запасы выделяемые между границей запасов категории C_1 и границей залежи, а также в пластах с недоказанной продуктивностью, но изученных по материалам промыслово-геофизических исследований в транзитных эксплуатационных скважинах и в неразбуренных тектонических блоках на залежах с установленной продуктивностью, при условии, что имеющейся информации достаточно для доказательств выдержанности пласта, построения предварительной геологической модели и подсчета запасов.

Границы запасов категории C_2 проводятся:

— На неразбуренных участках разрабатываемых и разведываемых залежей между границами залежи и границами участков запасов более высоких категорий (рис. 14.4, *а*, *б*, *в*, *г*).

— В неразрабатываемых залежах разрабатываемого месторождения изученных по материалам промыслово-геофизических исследований в транзитных эксплуатационных скважинах, в границах залежи.

— В районе скважин по результатам опробования которых продуктивность не установлена, а характеристика по ГИС аналогична скважинам, давшим промышленные притоки.

— В пределах неразбуренных тектонических блоков на залежах с установленной продуктивностью. При этом имеющаяся геологическая информация указывает, что возможно продуктивные пласты в пределах блоков по литолого-фациальным характеристикам аналогичны изученной части залежи.

К категории D_1 (локализованные) относятся ресурсы нефти, горючих газов и конденсата возможно продуктивных пластов в выявленных и подготовленных к бурению ловушках, расположенных в пределах одной структурно-фациальной зоны нефтегазоносного района, в которой имеются выявленные, разведанные залежи нефти и газа. Форма, размеры и условия залегания предполагаемых залежей определены по результатам геолого-геофизических исследований, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти и газа принимаются по аналогии с залежами разведанных месторождений.

К категории D_1 относятся также ресурсы перспективных пластов месторождений, не вскрытых поисковым бурением, если продуктивность их установлена на других месторождениях района.

К категории D_2 (перспективные) относятся ресурсы нефти и горючих газов литолого-стратиграфических комплексов и горизонтов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур.

К категории D_3 (прогнозные) относятся ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозиру-

ются на основе данных геологических, геофизических, геохимических исследований.

ОСНОВНЫЕ И ПОПУТНЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

При определении запасов месторождений подлежат обязательному раздельному подсчету и учету все виды полезных ископаемых, находящихся в залежах нефти и газа, наличие которых позволяет установить методы изучения залежей углеводородов при условии, что целесообразность их разработки с компонентами обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами.

По условиям залегания и технологии извлечения полезные ископаемые, содержащиеся в залежах нефти и газа, подразделяются на основные и попутные полезные ископаемые и полезные компоненты.

Основные полезные ископаемые — нефть нефтяных, газовых и газонефтяных залежей, свободный газ газовых залежей и газ газовых шапок газонефтяных залежей.

Попутные полезные ископаемые — минеральные комплексы (подземные воды, рассолы и др.), содержащиеся в одних пластах с нефтью и газом и извлечение которых технически возможно и экономически рентабельно.

Попутные полезные компоненты — компоненты, выделяемые из основных и попутных полезных ископаемых при сепарации (I группа — конденсат, растворенный газ) и компоненты, выделяемые из нефти, газа, конденсата, подземных пластовых вод в результате химической переработки (II группа — в нефти — сера, ванадий, никель, титан и другие металлы, в пластовых попутных водах могут содержаться соли, ионы, коллоиды).

Постановка на Государственный баланс компонентов, содержащихся в нефти и газе нижеуказанных кондиций, производится только по заключению государственной экспертизы запасов.

Минимальные промышленные концентрации попутных компонентов приведены в табл. 14.1.

Оценка и учет качества нефти, горючих газов, конденсатов и попутных полезных ископаемых и компонентов производятся в соответствии с требованиями государственных стандартов РФ и принятых технических условий, в которых учитываются технология добычи, способы транспортирования и переработки сырья, обеспечивающие их комплексное использование. Для этого используют следующии классификации:

По содержанию серы нефти подразделяются на малосернистые (до 0,6 %), сернистые (0,61—1,8 %), высокосернистые (1,81—3,5 %), особо высокосернистые (более 3,5 %).

По количеству парафинов нефти подразделяются на малопарафинистые (менее 1,5 %), парафинистые (1,51—6 %), высокопарафинистые (свыше 6 %).

По содержанию смол и асфальтенов нефти подразделяются на малосмолистые (менее 5 %), смолистые (5—15 %), высокосмолистые (свыше 15 %).

По плотности нефти подразделяются на пять групп (табл. 14.2).

По вязкости нефти подразделяются на четыре группы (табл. 14.3).

Таблица 14.1

Минимальные промышленные концентрации попутных компонентов

Основные или попутные полезные ископаемые	Попутные компоненты	Промышленная концентрация*
Нефть	Сера, ванадий	0,5 % 120 г/т
Свободный газ и газ газовых шапок	Этан Пропан-бутан Сероводород Гелий Азот Двуокись углерода	3 % 0,9 % 0,5 % 0,005 % 15 % 15 %
Растворенный газ	Этан Пропан-бутан. Сероводород Гелий	3 % 0,9 % 0,5 % 0,035 %
Попутные воды	Йод Бром Окись бора Литий Рубидий Цезий Стронций Германий Вольфрам Магний Калий	10 мг/л 200 мг/л 250 мг/л 10 мг/л 3 мг/л 0,5 мг/л 300 мг/л 0,05 мг/л 0,03 мг/л 100 г/л 1000 мг/л

*При утверждении соответствующих регламентирующих документов минимальное содержание попутных компонентов может корректироваться.

Таблица 14.2

Классификация нефтей по плотности

Плотность нефти при 15 X, г/см^3	Плотность нефти при 20 °С, г/см^3	Тип нефти
До 0,8345	До 0,830	Особо легкая
0,8345 – 0,8544	0,830 – 0,850	Легкая
0,8544 – 0,8744	0,850 – 0,870	Средняя
0,8744 – 0,8993	0,870 – 0,895	Тяжелая
Более 0,8993	Более 0,895	Битуминозная

Месторождения (залежи) нефти и газов для целей ведения учета запасов нефти и газа подразделяются по величине запасов, сложности геологического строения, фазовому состоянию и дебитам (табл. 14.4).

Месторождения нефти и газа по величине извлекаемых запасов подразделяются на:

- уникальные — более 300 млн т нефти или 500 млрд м^3 газа;
- крупные — от 30 до 300 млн т нефти или от 30 до 500 млрд м^3 газа;
- средние — от 3 до 30 млн т нефти или от 3 до 30 млрд м^3 газа;
- мелкие — от 1 до 3 млн т нефти или от 1 до 3 млрд м^3 газа;
- очень мелкие — менее 1 млн т нефти или менее 1 млрд м^3 газа.

Таблица 14.3

Классификация нефтей по вязкости

Вязкость нефти, мПа·с	Тип нефти
До 5	С незначительной вязкостью
5 – 10	Маловязкая
10 – 30	С повышенной вязкостью
Более 30	Высоковязкая

Таблица 14.4

Классификация залежей по значениям рабочих дебитов

Класс	Залежь	Дебит	
		нефти, т/сут	газа, тыс. $м^3$/сут
1	Высокодебитная	100	1000
2	Среднедебитная	10 – 100	100 – 1000
3	Малодебитная	2 – 10	20 – 100
4	Низкодебитная	<2	<20

По сложности геологического строения выделяются залежи:

♦ простого строения — однофазные залежи, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

♦ сложного строения — одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений;

♦ очень сложного строения — одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов, а также залежи с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Степень сложности геологического строения месторождения устанавливается по соответствующим характеристикам основных залежей, заключающих преобладающую (более 70 %) часть запасов месторождения.

В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и горючих газов подразделяются на:

♦ нефтяные (Н), содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;

♦ газонефтяные (ГН), в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть залежи;

♦ нефтегазовые (НГ), к которым относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее 50 %;

♦ газовые (Г), содержащие только газ;

♦ газоконденсатные (ГК), содержащие газ с конденсатом;

♦ нефтегазоконденсатные (НГК), содержащие нефть, газ и конденсат.

В газоконденсатных залежах по содержанию $C_{5+в}$ выделяются следующие группы газоконденсатных залежей:

♦ низкоконденсатные — с содержанием конденсата менее 25 г/$м^3$;

♦ среднеконденсатные — с содержанием конденсата от 25 до 100 г/$м^3$;

♦ высококонденсатные — с содержанием конденсата от 100 до 500 г/$м^3$;

♦ уникальноконденсатные — с содержанием конденсата более 500 г/$м^3$.

Отчеты по подсчету и обоснованию категорий запасов составляют в соответствии с Инструкцией о содержании, оформлении и порядке представления материалов по подсчету запасов на государственную экспертизу.

14.3. КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА ОСНОВЕ МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ

Запасы нефти и газа являются одним из главных факторов, по которым инвесторы, банки, акционеры и прочие оценщики определяют стоимость компании. В этой связи очень важно, чтобы оценка запасов осуществлялась на основе общепринятых мировых стандартов и по единой методике и однообразной форме отчетности. Западные и крупные российские нефтяные компании, находясь на территории РФ обязаны, безусловно, выполнять требования государственных органов по подсчету запасов на основе российской государственной классификации. Однако для представления информации собственным акционерам, банкам и прочим, компании осуществляют классификацию запасов и оценку стоимости на основе требований международных стандартов. Наиболее распространенными в нашей стране являются Классификации Комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC) и Общества инженеров нефтяников (SPE).

В системах SEC и SPE одним из важных критериев классификации является экономическая эффективность разработки доказанных запасов, т.е. возможность получения положительного чистого денежного потока в существующих экономических условиях Термин «доказанные» запасы по определениям SEC и SPE подразумевает некую степень определенности планов компании и ее готовности приступить к разработке этих запасов. В связи с вышесказанным оценка запасов любого месторождения по российской классификации обычно выше оценки по классификации SEC и SPE. Но следует отметить, что хотя в российской классификации основное внимание уделяется техническим возможностям извлечения УВ, экономические факторы также, безусловно, находят в ней свое отражение, особенно в описанной выше Новой классификации, утвержденной в ноябре 2005 года Министерством природных ресурсов, которая должна быть внедрена всеми нефтедобывающими организациями после апробации. Она во многом опирается на классификацию запасов ООН, что в значительной степени обеспечивает ее совместимость с западными системами.

14.3.1. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕЖДУНАРОДНОГО ОБЩЕСТВА ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ (SPE)

По классификации SPE выделяется три основных категории запасов: доказанные, вероятные и возможные.

Доказанные запасы (P1 или TP – суммарные доказанные) — запасы залежи, разработка которой считается рентабельной с вероятностью 90 % при использовании опробованных (на собственных месторождениях компании) технологий с учетом существующих цен на нефть и производственных условий. Главным требованием является достаточный опыт эксплуатации и объем исследований для обоснования высокой достоверности прогноза. Эта категория в свою очередь делится на две подкатегории.

Доказанные разрабатываемые (PD) — запасы участков залежи, вскрытых скважинами и эксплуатируемых на настоящий момент (доказанные

разрабатываемые эксплуатируемые — PDP), а также планируемых к разработке в качестве возвратных объектов (доказанные разрабатываемые неэксплуатируемые — PDNP), если разработка возвратного фонда требует лишь «незначительных» капиталозатрат.

Доказанные неразрабатываемые (PUD) — запасы участков залежи, планируемые к эксплуатационному разбуриванию, на которое уже утверждено финансирование или имеется долгосрочный проектный документ разработки (при отсутствии случаев несоблюдения компанией условий подобных проектных документов в прошлом).

Вероятные (P2) — запасы участков залежи, разработка которых считается рентабельной с вероятностью 50 %. Они подразделяются на две подгруппы:

вероятные неразбуренные — запасы неразбуренных участков месторождений на удалении от площадей, которые изучены бурением или сейсморазведкой, или участков, на которых получены довольно низкие дебиты УВ-флюидов;

вероятные дополнительные — объемы запасов, извлечение которых обеспечивается изменением схемы заводнения или применением методов повышения нефтеотдачи, требующих дополнительного времени, исследований или пробной в эксплуатации для повышения достоверности прогноза до 90 %.

Сумме доказанных и вероятных запасов (2P) по классификации SPE соответствует категория наиболее вероятных запасов.

Возможные (P3) — запасы участков залежи, для которых вероятность рентабельной разработки составляет 10 %. К ним относятся запасы на участках месторождения, разработка которых на данный момент является нерентабельной, запасы месторождений, которые расположены далеко от инфраструктуры и для которых в данное время не планируется строительство трубопроводов, или запасы на разбуренных участках, разработка которых требует применения еще не опробованных технологий.

Таким образом, сумма доказанных, вероятных и возможных запасов (3P) составляет все потенциальные запасы открытых месторождений. Однако компания никогда не станет планировать разработку всего суммарного объема этих запасов, поскольку вероятность рентабельной разработки возможных запасов составляет всего 10 %. Следует отметить, что в отличие от российской классификации в системе SPE объемы УВ поисковых объектов до их разбуривания и открытия месторождения не классифицируются ни как запасы, ни как ресурсы.

14.3.2. СИСТЕМА КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ И ПРАВИЛА ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ КОМИССИИ ПО ЦЕННЫМ БУМАГАМ И БИРЖАМ США (SEC)

В отличие от классификации Общества инженеров-нефтяников (SPE) классификация Комиссии по ценным бумагам и биржам (SEC) учитывает только доказанные запасы и предъявляет значительно более жесткие требования к обоснованию вероятности прироста, которая должна составлять 90 %. Определение доказанных разрабатываемых запасов (PD) полностью совпадает с определением SPE. Основные различия касаются определения доказанных неразрабатываемых (PUD) запасов. Для включения запасов в эту категорию необходимо соблюдение следующих условий.

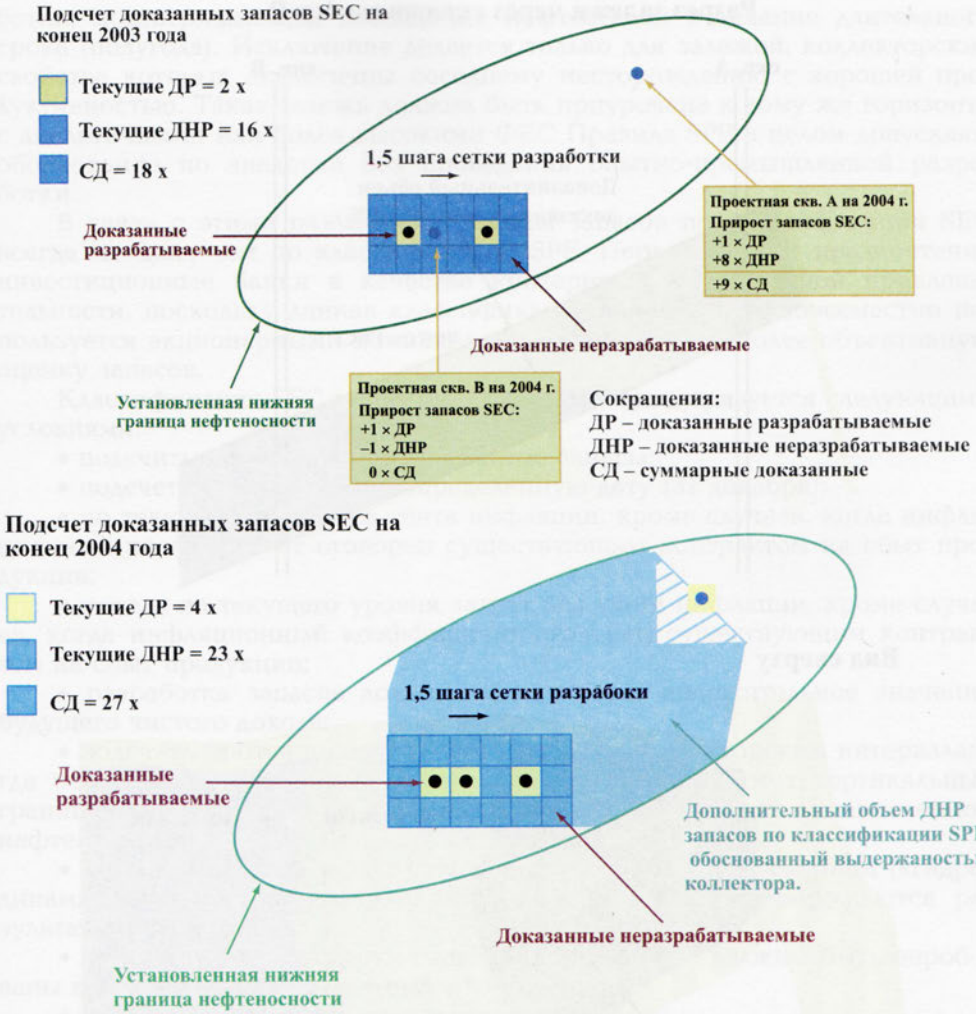


Рис. 14.5. Пример прироста запасов SEC и SPE по результатам разведочного бурения

Удаленность от существующих скважин границ подсчетного участка не должна превышать 1,5 шага сетки разработки («правило шага сетки») в связи с требованием гидродинамической связанности коллектора (причем на этих скважинах должны быть получены промышленные притоки УВ или же площадь подсчета запасов должна быть обоснована результатами длительных испытаний скважин, подтверждающих охват этой площади вытеснением). По системе же SPE возможно использование косвенных данных, в основном сейсморазведки и ГИС, для выделения площади залежи, разработка которой будет экономически целесообразна (рис. 14.5).

Наличие установленных водонефтяных и газонефтяных контактов — правила SEC допускают определение высоты нефтяной залежи по нижней или верхней границам нефтеносности (ВНК или ГНК), установленным по данным ГИС, только если интервал был испытан и получен приток флюида.

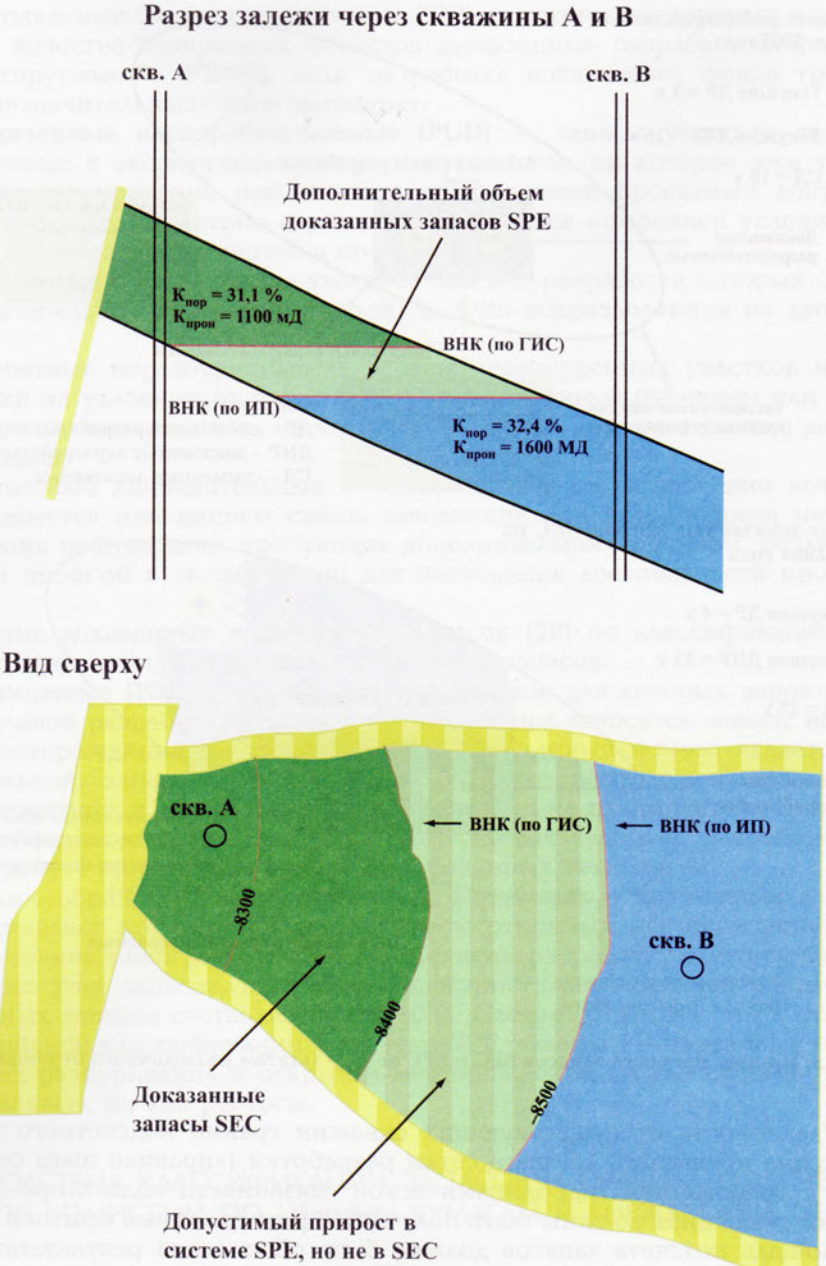


Рис. 14.6. Подсчет доказанных запасов SEC на основе нижней границы установленной нефтеносности

Правила SPE допускают экстраполяцию на основе значений пластового давления, измеренного опробователем пласта RFT (рис. 14.6).

Обоснование эффективности методов повышения нефтеотдачи — по системе SEC обычно требуется проведение опытно-промышленной разра-

ботки, подтверждающей повышение нефтеотдачи в течение длительного срока (полугода). Исключение делается только для залежей, коллекторские свойства которых аналогичны соседнему месторождению с хорошей продуктивностью. Такая залежь должна быть приурочена к тому же горизонту с аналогичными или более высокими ФЕС Правила SPE в целом допускают обоснование по аналогии без проведения опытно-промышленной разработки.

В связи с этими различиями объемы запасов по классификации SEC всегда меньше, чем по классификации SPE. Первой отдают предпочтение инвестиционные банки в качестве критерия инвестиционной привлекательности, поскольку данная классификация практически повсеместно используется акционерными компаниями и обеспечивает более объективную оценку запасов.

Классификация SEC в обобщенном виде характеризуется следующими условиями:

- подсчитываются только доказанные запасы;
- подсчет выполняется на определенную дату (31 декабря);
- по текущим ценам без учета инфляции, кроме случаев, когда инфляционный коэффициент оговорен существующим контрактом на сбыт продукции;
- исходя из текущего уровня затрат без учета инфляции, кроме случаев, когда инфляционный коэффициент оговорен существующим контрактом на сбыт продукции;
- разработка запасов должна обеспечивать положительное значение будущего чистого дохода;
- подсчитываются по изученным бурением коллекторским интервалам, где вскрыты межфлюидные контакты или сделан прогноз вертикальных границ нефтегазоносности (например, по нижней границе установленной нефтеносности);
- запасы находятся в эксплуатации или их охват вытеснением («гидродинамическая связанность коллектора») достоверно подтверждаются результатами испытаний;
- предлагаемые методы повышения нефтеотдачи должны быть опробованы в том же районе и на том же горизонте;
- гидродинамическая связанность коллектора;
- определение связанности коллектора должно производиться не только на основе выявления благоприятных структурных условий (например, по сейсмическим данным).

Доказанные запасы подсчитываются только по участкам дренирования залежи, выделенными в соответствии с законодательством и прилегающими к существующим добывающим скважинам, которые в гипсометрическом отношении расположены не ниже нижней границы установленной нефтегазоносности. Связанность коллектора должна быть обоснована результатами эксплуатации или гидродинамических испытаний скважин.

14.3.3. КЛАССИФИКАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ КОМИССИИ ООН

Классификация РКООН, которая была одобрена ЕЭК ООН в марте 1997 года и принята в 2009 году, рекомендована к применению во всем мире. Строится эта классификация по трехмерной сетке, осями которой являются геологическая изученность, экономическая эффективность и степень промышленного освоения. Для классификации запасов и ресурсов по каждой оси, которые обозначаются буквами G (geological), E (economic) и F (feasibility) используются цифры (рис. 14.7).

Запасы (ресурсы) каждого месторождения определяются на графике положением в пространстве кубика, координаты которого — три цифры на E и четыре на F и G. Например, категория 111 соответствует наивысшей

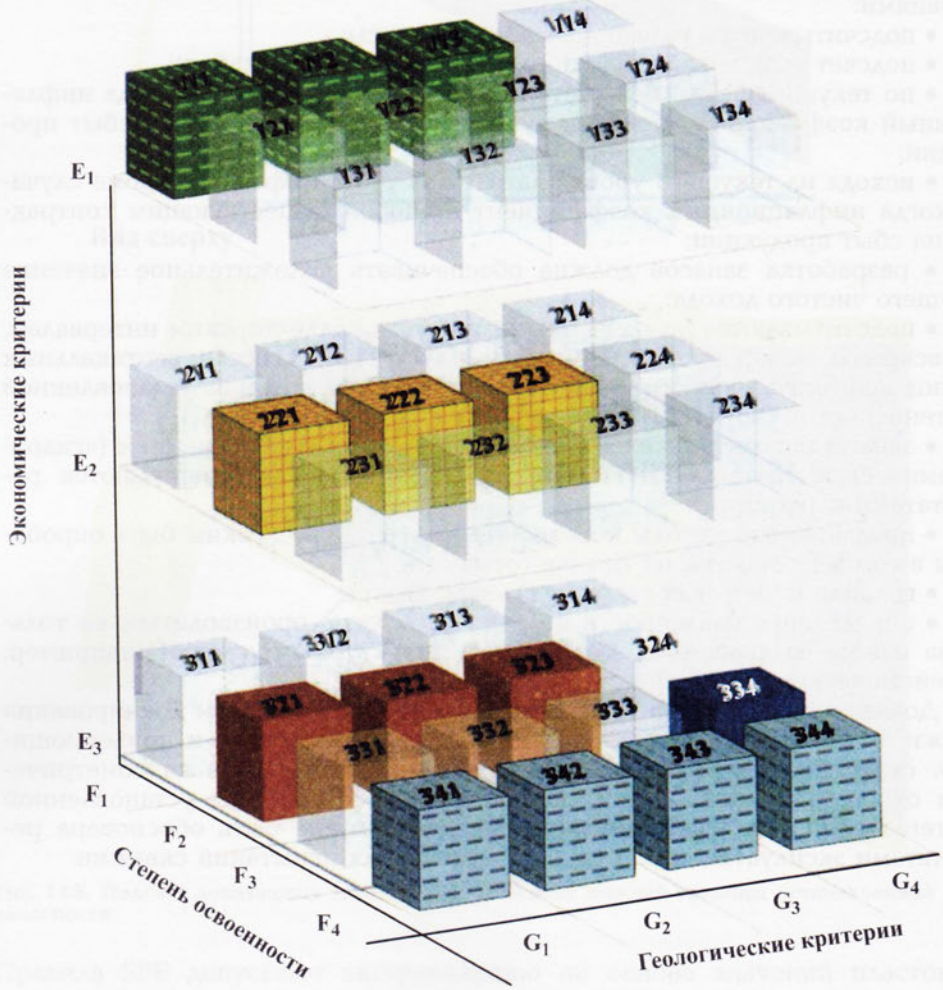


Рис. 14.7. Классификация РК ООН 2009 г.

степени экономической эффективности по оси E и наивысшую степень определенности по осям F и G.

Таким образом, формально ЕЭК обобщает одномерную советскую классификацию, где фактически единственным критерием была геологическая изученность, и двумерную западную, где добавляется экономическая целесообразность. Это, однако, существенно усложняет учет полезных ископаемых и ставит под сомнение практическое применение новой классификации. В частности, вопросы вызывает введение дополнительной оси, а также множество ненужных категорий, которые обычно ни государство, ни нефтяные компании не оценивают. Одним из главных качеств классификации должна быть простота, а введение трех чисел вместо одного существенно запутывает сравнение запасов. Например, какая компания при прочих равных условиях должна стоить дороже, у которой запасы относятся к категории 121 или 112? Далее, если для государства более приемлема классификация, которая позволяет оценить объем извлекаемых запасов и запасы в недрах, то для нефтяных компаний в первую очередь важна инвестиционная привлекательность проектов по их разработке. Таким образом, преимущества новой классификации перед SPE/WPC спорны и она вряд ли в ближайшем будущем получит широкое распространение.

Глава 15

СТАДИЙНОСТЬ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ*

Непрерывный процесс изучения земных недр с целью выявления месторождений нефти и газа и их подготовки к промышленному освоению условно делится на ряд этапов и стадий. Суть стадийности геологоразведочных работ состоит в том, что начало каждого этапа и каждой стадии находится в зависимости от результатов предыдущих работ. Этапы и стадии различаются по масштабу и характеру объекта изучения, по задачам и видам работ и ожидаемым результатам. Основные цели такого расчленения — определение рациональной последовательности решения задач различного уровня, оценка эффективности и качества работ на каждой промежуточной стадии и планирование проведения последующих работ.

Геологоразведочный процесс начинается с изучения общей геологической характеристики крупных территорий. На следующем этапе выбирают районы с благоприятными для образования и сохранения залежей нефти и газа геологическими условиями, в которых проводится поиск ловушек различного рода. После выявления ловушек и получения промышленных притоков нефти и газа проводится оценка, а затем начинается разведка. Таким образом выделяют три этапа — региональный, поисково-оценочный и разведочный, которые подразделяются на стадии (рис. 15.1).

Цели, задачи и методы работ на различных этапах и стадиях поисков и разведки отражены в действующей в настоящее время временного положении об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ (табл. 15.1).

Целью региональных геолого-геофизических работ является изучение основных закономерностей геологического строения малоисследованных осадочных бассейнов и их участков и отдельных литолого-стратиграфических комплексов, оценка перспектив их нефтегазоносности и определение первоочередных районов и литолого-стратиграфических комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ на конкретных объектах.

Региональный этап изучения недр предшествует поисково-оценочному этапу и проводится до тех пор, пока существуют благоприятные предпосылки для обнаружения новых перспективных комплексов на неосвоенных глубинах и зон нефтегазонакопления в малоизученных районах. В пределах нефтегазоносных районов региональные работы могут проводиться одновременно с поисково-оценочными и разведочными работами. Разрешение на проведение региональных работ выдает Роскомнедра или его территориальное подразделение, а условия их проведения согласовываются исполнителями этих работ с органами местного самоуправления.

---

*Глава подготовлена при участии профессора Г.Я. Шилова.

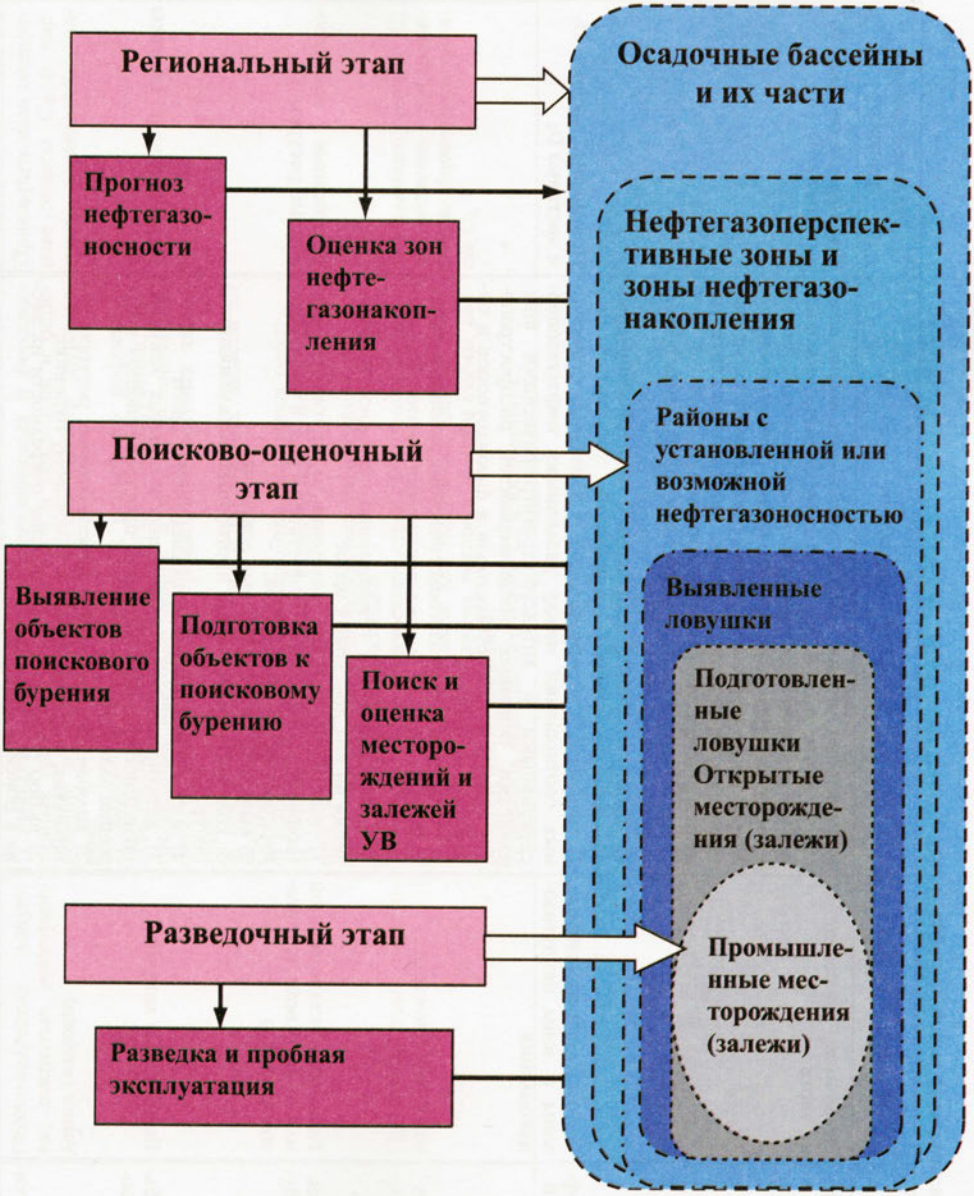


Рис. 15.1. Нефтегазоносные территории и объекты, исследуемые на этапах и стадиях геологоразведочного процесса

В соответствии с задачами региональный этап разделяют на две стадии: прогноза нефтегазоносности и оценки зон нефтегазонакопления.

Целью поисково-оценочных работ является обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их промышленной значимости. Геологоразведочные работы на данном этапе проводятся либо по лицензии на геологическое изучение недр, удостоверяющей право на ведение поисков и оценки мес-

Таблица 15.1

Схема стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ

Этап	Стадия	Объекты изучения	Основные задачи	Итоговая оценка ресурсов
Региональный	Прогноза нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части	1) выявление литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов и структурно-фациальных зон, определение характера основных этапов геотектонического развития, тектоническое районирование; 2) выделение нефтегазоперспективных комплексов (резервуаров) и зон возможного нефтегазонакопления, нефтегазогеологическое районирование; 3) качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности; 4) выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований	Прогнозные ресурсы D_2 и частично D_1
	Оценка зон нефтегазонакоплений	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакоплений	1) выявление субрегиональных и зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами, основных закономерностей распространения свойств пород коллекторов и флюидоупоров и изменения их свойств; 2) уточнение нефтегазогеологического районирования; 3) количественная оценка перспектив нефтегазоносности; 4) выбор районов и установление очередности проведения на них поисковых работ	Прогнозные ресурсы D_1 и частично D_2
Поисково-оценочный	Выявления объектов поискового бурения	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	1) выявление условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов; 2) выявление перспективных ловушек; 3) количественная оценка прогнозных локализованных ресурсов; 4) выбор объектов для детализационных работ	Прогнозные локализованные ресурсы $D_{1л}$
	Подготовки объектов к поисковому бурению	Выявленные ловушки	1) детализация выявленных перспективных ловушек, позволяющая прогнозировать пространственное положение залежей; 2) количественная оценка перспективных ресурсов на объектах, подготовленных к поисковому бурению; 3) выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение	Перспективные ресурсы C_3

Поисково-оценочный	Поиска и оценки месторождений (залежей)	Подготовленные ловушки, открытые месторождения (залежи)	1) выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных горизонтов коллекторов и покрышек и определение их геолого-геофизических свойств (параметров); 2) выделение, опробование и испытание нефтегазоперспективных пластов и горизонтов, получение промышленных притоков нефти и газа и установление свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик; 3) открытие месторождения и постановка запасов на Государственный баланс; 4) выбор объектов для проведения оценочных работ; 5) установление основных характеристик месторождений (залежей); 6) оценка запасов месторождений (залежей); 7) выбор объектов разведки	Предварительно оцененные запасы C_2 и частично разведанные запасы C_1
Разведочный	Разведки и пробной эксплуатации	Промышленные месторождения (залежи)	1) уточнение геологического строения и запасов залежей; 2) пробная эксплуатация для получения данных и параметров для составления технологической схемы разработки месторождений; 3) перевод запасов категории C_2 в категорию C_1	Разведанные запасы C_1 и частично предварительно оцененные запасы C_2

торождений (на срок до 5 лет), либо по совмещенной лицензии, включающей несколько видов пользования недрами (поиски, разведка, добыча). Совмещенные лицензии могут предоставляться на условиях предпринимательского риска.

Поисково-оценочный этап разделяется на стадии выявления и подготовки объектов к поисковому бурению и стадию поиска и оценки месторождений (залежей).

Целью разведочного этапа является изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающее составление технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной или пробной эксплуатации месторождений газа. Лицензия на разведку (детальное изучение) месторождений отдельно не представляется, право разведки предусматривается в лицензии на добычу полезного ископаемого. Лицензия на добычу полезного ископаемого, выдаваемая на срок до 20 лет, дает право на разведку и разработку месторождений.

Многолетний опыт показывает, что геологоразведочные работы, проводимые в указанной последовательности, позволяют своевременно и с наименьшими затратами выявить перспективные объекты и подготовить их к промышленному освоению. Решение задач некоторых стадий можно совмещать. Так, на стадии региональных исследований на отдельных площадях могут проводиться поисковые работы. В районах активного ведения поисково-оценочных и разведочных работ возможно возобновление региональных исследований для изучения принципиально новых типов залежей с применением более совершенных технических средств. Поиски, оценка и разведка могут совмещаться при ведении работ на конкретной площади. После открытия одной из залежей можно продолжать поиски в других продуктивных горизонтах. После введения в эксплуатацию одной из залежей разведочные и даже поисковые работы могут проводиться на других залежах данного месторождения. Главное при этом – сохранение четкой последовательности выполняемых исследований. Нарушение такой последовательности приводит к снижению эффективности поисково-разведочных работ. Наиболее часто это происходит при низкой эффективности работ по выявлению и подготовке структур к поисковому бурению. Если неподготовленные структуры вводятся в поисковое бурение, то в случае открытия залежи картирование таких ловушек приходится осуществлять более дорогим, в сравнении с геофизикой, глубоким разведочным бурением. Как правило, это приводит к бурению большего числа пустых и малоинформативных скважин. Высокая степень изученности многих регионов и новые экономические реалии предопределили в ряде случаев отказ от классической схемы стадийности и сделали почти обязательным в районах с развитой инфраструктурой опережающий ввод в пробную эксплуатацию отдельных залежей на ранней стадии изученности до получения необходимой информации о реальной модели месторождения. Это, безусловно, ускоряет получение «быстрых денег» и дает определенную информацию об эксплуатационных характеристиках на отдельно взятом локальном участке, но в то же время сдерживает развитие разведочного процесса, позволяющего квалифицированно подготовить месторождение к разработке.

Проведение геологоразведочных работ в соответствии с рекомендуемой схемой стадийности позволяет, с одной стороны, своевременно отказываться от неперспективных объектов, а с другой — применять ускоренные поиски и разведку.

Предлагаемая схема стадийности геологоразведочных работ описывает накопленный весьма прогрессивный опыт их в условиях государственного финансирования и планового ведения работ. Именно эта схема позволила открыть в нашей стране более 3 тыс. месторождений нефти и газа. Однако надо быть готовым к тому, что с переходом на рыночные отношения, изменением законодательства и нормативной базы, с развитием геологической науки и совершенствованием технических средств в области поисков и разведки схема стадийности будет модернизироваться.

Уже сейчас в нашей стране хотя и робко, но стали применятся разработанные и впервые примененные в Канаде методы плея (Play) с несколько отличной последовательностью проведения работ и методами исследований.

15.1. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ПОЛЕВОЙ ГЕОФИЗИКИ НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ И СТАДИЯХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО ПРОЦЕССА*

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЭТАП ГРР

Стадия прогноза нефтегазоносности регионального этапа ГРР. На стадии прогнозирования производят *научное обобщение* результатов прежних геологических, геофизических и геохимических исследований, накопленных к началу региональных работ в изучаемом регионе с целью получения предварительной (предполагаемой) модели геологического строения и нефтегазоносности недр и составление плана этих работ на перспективу.

На рассматриваемой стадии регионального этапа поисково-разведочным объектом изучения являются осадочные бассейны и их части, в том числе возможные нефтегазоносные провинции и нефтегазоносные области.

Для уточнения полученной модели могут быть проведены единичные региональные полевые геофизические исследования или даже бурение параметрической скважины.

Стадия оценки зон нефтегазонакоплений регионального этапа ГРР. На этой стадии полевые геофизические работы проводят с целью освещения вопросов регионального строения недр, литолого-фациального состава и его изменения, палеогеографических и палеогеоморфологических особенностей изученных зон и комплексов.

При региональных исследованиях с помощью сейсморазведки проводится изучение общих черт геологического строения исследуемых территорий для выявления и изучения крупных структурных элементов, определения глубин залегания и характера рельефа фундамента, мощности осадочной толщи, выделения зон нарушений и др.

Для решения этих задач выполняются съемки масштаба 1:1000000–1:500000, которые включают площадные исследования гравитационного и магнитного полей, отдельные региональные сейсмические профили ГСЗ, КМПВ, МОВ, региональные электроразведочные профили, изучение теплового потока. Для изучения более глубоких слоев применяется метод глубинного сейсмического зондирования (МГСЗ).

На данной стадии должна быть выработана схема расчленения и корреляции перспективных отложений, установлены благоприятные зоны возможного развития ловушек, региональных нефтегазоупоров и дана оценка ресурсов нефти и газа категорий D_1 и D_2.

При выборе местоположения профилей КМПВ используются данные магнитной и гравиметрической съемок, позволяющие выбирать наиболее интересные в геологическим отношении районы.

Региональные сейсмические наблюдения проводятся по методике многократного профилирования МОВ, МОГТ и МПВ ОГП на опорных протяженных профилях.

Положение и ориентировка опорных профилей определяются данными предыдущих геологических и геофизических исследований. Опорные профили должны пересекать основные крупные структурные элементы и увязываться со скважинами глубокого бурения. Рекомендуется совмещать сейсмические профили с другими геофизическими профилями (гравиразведочными, магниторазведочными, электроразведочными и др.) с целью облегчения совместной комплексной интерпретации всех геофизических материалов.

ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП ГРР

Стадии выявления и подготовки ловушек к поисковому бурению поисково-оценочного этапа ГРР. На стадии выявления объектов геофизические исследования перспективных в нефтегазоносном отношении областей проводятся с целью выявления геологического строения осадочной толщи и фундамента, картирования структур 2-го порядка (валы, прогибы размером в десятки и сотни километров), трассирования региональных нарушений и в конечном счете определения локальных структур или ловушек, благоприятных для аккумуляции нефти и газа. Итак, на рассматриваемой стадии поискового этапа ГРР поисковый объект изучения — районы с установленной и возможной нефтегазоносностью, нефтегазоносные комплексы, а также выявленные перспективные ловушки (возможные месторождения) нефти и газа и контролирующие их локальные структурные, литологические и стратиграфические элементы.

Комплекс работ, выполняемых на стадии выявления объектов, должен включать виды исследований, которые позволяют локализовать объекты детальных исследований и выявлять перспективные объекты.

В зависимости от строения района и размеров структур исследования проводят в масштабе 1:500 000 и 1:100 000 комплексом методов, включающим площадную съемку МОГТ, КМПВ по единичным профилям, детальную грави- и магниторазведку. Полевые геофизические методы, при необходимости, дополняют геологической и структурно-геологической съемкой, геохимическими и морфометрическими исследованиями, позволяющими наметить участки развития локальных поднятий. Условия и методика проведения таких исследований изложены в соответствующих руководствах и указаниях.

Основная цель сейсморазведочных работ на этой стадии подготовки объектов – создание фонда ловушек и оценка их ресурсов для определения очередности их ввода в глубокое поисковое бурение. Определяются ресурсы по категориям D_1 и C_3.

Стадия поисков месторождений нефти и газа поисково-оценочного этапа ГРР. На рассматриваемой стадии основным видом деятельности является поисковое бурение. Объектом изучения служат подготовленные к бурению ловушки.

Главный метод изучения подготовленных к бурению ловушек нефти и газа — сейсморазведка МОГТ 2Д. Результаты этих работ будут более полными, если их дополнять высокоточными магнито- и гравиразведкой, некоторыми видами электроразведки, термометрии и радиометрии. Масштаб таких съемок в зависимости от размеров и строения локальных структур изменяется от 1:100000 до 1:25 000.

РАЗВЕДОЧНЫЙ ЭТАП ГРР

Разведочная стадия разведочного этапа ГРР. На разведочной стадии основное место занимают главным образом геофизические исследования (сейсмические методы – МОГТ в стандартной и высокоразрешающей модификации с применением методики прямых поисков ПП и прогнозирования геологического разреза ПГР; электроразведочные — НП — непрерывное профилирование, НДОЗ – непрерывное дипольно-осевое зондирование, ЗСБЗ – метод становления поля в ближней зоне; гравиразведка; магниторазведка; терморазведка; комплексирование методов, а также сейсмических исследований методами ВСП и отраженного годографа МОГТ). По результатам выполненных работ бурения и геофизики уточняются морфология скоплений углеводородов, их пространственные очертания, изучается площадная изменчивость продуктивных отложений, строятся карты изменения мощностей и литолого-физических свойств продуктивных коллекторов, геологические профили и структурные карты. На этой стадии по существу производится подготовка залежей нефти и газа к разработке, при этом возможна оценка запасов нефти и газа категорий В, C_1 и C_2.

На данной стадии объектом изучения геофизическими методами служат *промышленные месторождения (залежи) углеводородов.*

Для выбора систем размещения скважин планирования и контроля промысловых работ, особенно в период проведения ОПЭ (опытно-промышленной эксплуатации) требуется детальное знание модели среды. Сложность месторождения часто связана со значительной пространственной неоднородностью пористости, глинистости, трещиноватости и т.д. Об этих пространственных изменениях в межскважинном пространстве нельзя получить сколько-нибудь детального представления только из опробования скважин, каротажа или анализа керна. Можно надеяться их получить лишь с помощью полного комплекса геофизических измерений, главным образом сейсмических. В результате изучения параметров и характеристик, связанных со скоростями и затуханием сейсмических волн, в пористых породах были установлены тесные связи с пористостью, глинистостью, напряжённостью, температурой, флюидонасыщением и их фазовым состоянием.

Современная методика комплексирования наземной сейсморазведки методом многократного перекрытия, скважинной сейсморазведки ВСП-НВСП в поляризационной модификации и бурения позволяет решить ряд задач по детальному изучению около скважинного пространства на этапе разведки и эксплуатации месторождений.

Основой для решения сложных задач служат: расширение измеряемых параметров (трёхкомпонентная регистрация); поляризационный анализ и совместная интерпретация волн разных типов (PP, PS, SS), интегрированная интерпретация разнородной геолого-геофизической информации (ГИС, МОГТ, МПВ, ВСП-НВСП, ГДИ и др.). Используются амплитудно-фазовые характеристики полного вектора сейсмических колебаний упругих волн для прогнозирования петрофизических и ёмкостных свойств резервуаров – пористости, проницаемости, песчанистости, трещиноватости, характера насыщения, напряжённого состояния среды и оптимизации разработки месторождений и интенсификации притоков.

Результатом работ является детальная согласованная модель околоскважинного или межскважинного пространства в виде единой совокупности структурных, стратиграфических, структурно-формационных, литофациальных, емкостных и фильтрационных моделей. Наличие полного набора таких моделей (без пропусков) позволяет решать практически все конкретные прикладные задачи: геологические, методические и технологические.

Одно из главных направлений повышения качества разведки, проектирования, управления и контроля за разработкой месторождений – создание *компьютерных постоянно действующих геолого-технологических моделей*, в том числе на основе использования сейсморазведки 3D.

Трудности проектирования системы разработки любого нового месторождения связаны с отсутствием в необходимом объеме информации о распределении по площади и разрезу ФЕС и плотности запасов. Задачи детальной разведки месторождения решаются на стадии разбуривания его эксплуатационными скважинами. Полученные результаты комплексной обработки и интерпретации сейсморазведки 3D призваны выявить особенности геологического строения залежей нефти разрабатываемого месторождения и использовать эту информацию для принятия решений еще на этапе эксплуатационного бурения.

Для сравнительного анализа с проектными решениями технологической схемы разработки месторождения используют карту прогнозного распределения кондиций ФЕС продуктивных отложений, получаемой по сейсмическим данным. Данная карта позволяет на качественном уровне выполнить ранжирование месторождения на различные по кондициям участки. Рекомендуется в дальнейшем перейти на ранжирование с использованием карты удельных запасов, так как рентабельность бурения новых скважин в значительной мере определяется минимально рентабельными запасами нефти.

Экономическая эффективность сейсморазведочных работ 3D будет складываться на этапе эксплуатационного бурения месторождения за счет более обоснованного разбуривания экономически рентабельных для разработки участков месторождения и выбора избирательной системы разработки в перспективе.

В настоящее время очень многие геофизические компании стали широко использовать сейсмические данные, «обученные» на скважинах, для прогноза подсчетных параметров в межскважинном пространстве. Используются самые различные алгоритмы. Остается не совсем урегулированным вопрос о сопоставимости таких данных. Ведь сейсмический диапазон с преобладающими частотами в 30–40 Гц не может обеспечить вертикальную разрешенность в доли метра и даже в первые метры, которая присутствует

в «скважинных» разбивках. Для того, чтобы хотя бы частично снять эти противоречия часто осредняют данные ГИС в интервалах примерно 10 м, что при данных скоростях почти эквивалентно 10 мс. Дальнейшие сопоставления скважинных данных и сейсмических атрибутов и получение корреляционных и регрессионных зависимостей осуществлялось на этом уровне детальности.

При прогнозировании коллекторских свойств месторождения ставится задача получения объемного распределений ФЕС как по площади, так и по глубине. С этой целью проводят сопоставление данных сейсморазведки и ГИС с целью поиска как одномерной (Single attribute) так и многомерной (Multi attributes) связи.

Для прогноза используются материалы ФЕС (пористость, проницаемость и т.д.) вдоль ствола каждой скважины, полученные в результате стандартной интерпретации ГИС и всевозможные динамические параметры сейсмозаписи, рассчитанные как по суммотрассам, так и по сейсмическому акустическому импедансу (атрибуты Гильберта, их производные, нелинейные функции атрибутов: корни, логарифмы и т.п.). Попытка добиться цели традиционным способом, когда методами статистики подбирается один наиболее подходящий атрибут и с его помощью осуществляется прогноз целевого параметра, как правило, не приводит к успеху. Наиболее высокий коэффициент корреляции не превысил 43 % для пористости. Этот результат никак нельзя назвать удовлетворительным.

В связи с этим можно обнаружить многомерную связь коллекторских свойств и сейсмических атрибутов. Стоит отметить, что алгоритм автоматически находит связь из количества атрибутов, указанных пользователем. В дальнейшем, исходя из найденной связи, исходные сейсмические атрибуты пересчитываются в прогнозируемые данные ГИС. В качестве тесноты связи оценивается коэффициент корреляции между фактическими данными ГИС и предсказанными. При увеличении количества атрибутов, участвующих в поиске связи, коэффициент корреляции увеличивается.

Кажущееся повышение числовых показателей все равно не может удовлетворить интерпретатора даже вдоль ствола скважин в пределах продуктивной толщи, не говоря уже о межскважинном пространстве.

Для дальнейшего улучшения результатов прогноза используется методика, основанная на применении алгоритмов нейросетей. Естественно, что приемлемые результаты получают в ограниченном пространственно-временном интервале, где волновое поле не меняется кардинально (например, в пределах резервуара). В остальном пространстве могут быть получены ложные аномалии искомого параметра, связанные с изменением характеристик волнового поля по иным причинам.

Выявленные связи ФЕС и сейсмических атрибутов используются для расчета объемных распределений коллекторских свойств во всем пространстве исходной 3D сейсморазведки. Окончательным результатом пересчета являются «кубы» пористости, газонасыщенности и проницаемости, которые служат основой создания объемной геологической модели залежи.

15.2. ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ДЛЯ РЕШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ И СТАДИЯХ ГРР

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЭТАП ГРР

Стадия прогноза нефтегазоносности. Как известно, на стадии прогнозирования регионального этапа ГРР на базе всей имеющейся геолого-геофизической информации создается предварительная (прогнозная) геологическая модель строения недр исследуемой территории и обосновываются критерии прогноза нефтегазоносности. Здесь информация обобщается и анализируется на системной основе. То есть имеющиеся данные методов ГИРС хотя и могут иллюстрации переинтерпретироваться, но обязательно в комплексе с данными других методов. Обязательный комплекс исследований в данном случае трудно планировать, так как используется вся накопившаяся геолого-геофизическая информация до проведения региональных исследований ГРР. Следует отметить, что на этой стадии важна также геохимическая информация для предварительного обоснования возможных углеводородных систем на рассматриваемой территории.

Стадия оценки зон нефтегазонакоплений. На данной стадии ГРР обязательно проводят опорное и параметрическое бурение. Состав обязательного комплекса ГИРС в этих скважинах приведен в табл. 15.2.

Комплекс ГИРС для решения геологических задач одинаков (по составу методов) для опорных и параметрических скважин. Постоянную часть обязательных исследований составляют:

- общие исследования по всему стволу скважины;
- детальные исследования в неизученной части разреза и в интервалах предполагаемой продуктивности.

Изменяемая часть обязательных исследований определяется конкретной геолого-технологической ситуацией.

Дополнительные исследования для решения геологических задач планируют и выполняют по индивидуальным программам и по специальным технологиям для выделения и изучения сложно построенных коллекторов в отдельных наиболее перспективных интервалах. Эти исследования включают в себя применение искусственных короткоживущих изотопов (радионуклидов) и часть обязательных исследований при смене скважинных условий (на двух промывочных жидкостях – ПЖ, повторные измерения во времени по мере формирования или расформирования зоны проникновения и др.).

При изучении опорным и параметрическим бурением сложных типов разрезов с прямыми признаками нефтегазоносности в составе дополнительных исследований проводятся повторные измерения методом ИК — при бурении на пресных ПЖ, методом БК — при бурении на минерализованных ПЖ. При вскрытии газоносного разреза проводится повторный НК в течение нескольких месяцев по мере испытания объектов в колонне.

Обязательный комплекс ГИС для изучения технического состояния открытого ствола бурящихся скважин состоит из инклинометрии, про-

Таблица 15.2

Обязательный комплекс исследований ГИРС для решения геологических задач в опорных и параметрических скважинах

Структура комплекса		Методы ГИРС
Постоянная часть обязательных исследований	Общие исследования (по всему разрезу скважин)	ГТИ, ПС, КС (1–2 зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилеметрия, замер естественной температуры пород, ВСП
	Детальные исследования (в неизученной ранее части разреза и в интервалах предполагаемой продуктивности)	ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), МК, БМК, профилеметрия, ГК-С, НК, ИНК, АК, ГГК-П, ГГК-Л, гравитационный каротаж (до доступных глубин), наклонометрия, ЯМК, КМВ
Изменяемая часть обязательных детальных исследований	При наличии в перспективных интервалах разреза сложных коллекторов (трещинных, глинистых, битуминозных)	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, электрическое (акустическое) сканирование
	Для определения положения межфлюидных контактов и изучения пластовых давлений в перспективных интервалах	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК
	При низком выносе керна	Отбор керна из стенок скважины приборами на кабеле (КО)
	При неоднозначной геологической интерпретации материалов ГИС в перспективных интервалах разреза	ГДК, ОПК, ИПТ, КО, исследования в необходимых интервалах по специальным технологиям со сменой технических условий в скважине

филеметрии, резистивиметрии и термометрии (по всему стволу скважины).

Обязательный комплекс ГИС в интервалах, намечаемых для испытания в открытом стволе в процессе бурения скважины, включает в себя: ПС (при электрическом сопротивлении ПЖ выше 0,2 Ом·м), БК (или ИК), ГК, НК, профилеметрию, проводимые непосредственно перед испытанием. Если в районе работ доказана эффективность ГИС, выполняемых по методике «каротаж—испытание—каротаж», то после проведения испытаний повторно регистрируют БК, ГК, НК.

При необходимости испытания объектов в колонне опорных или параметрических скважин проводят дополнительно обязательный комплекс ГИС (табл. 15.3).

Таблица 15.3

Обязательный комплекс ГИС при испытаниях в колонне

Задачи контроля за испытаниями	Условия проведения исследований	Методы
Уточнение выбора объекта и привязка к разрезу	Крепленая скважина без НКТ, пласт неперфорированный и перфорированный до вызова притока	ЛМ, ГК, НК (ИНК), Т
Контроль процесса притока и мероприятий по его интенсификации	НКТ перекрывают интервал перфорации	ЛМ, Т, НК (ИНК), БМ, ГК
	НКТ не перекрывают интервал перфорации	БМ, Т, ЛМ, ГК, НК (ИНК), расходометрия (термоанемометрия), влагометрия, резистивиметрия

При выполнении кислотных обработок и мероприятий по интенсификации притоков комплекс ГИС выполняется до и после воздействия на пласт.

При решении других задач, связанных с испытаниями скважины (контроль за гидроразрывом пласта, обработкой призабойной зоны метанолом, ПАВами и др.; установление места прихвата НКТ, положения пакеров и т.д.), исследования выполняются по специальным программам, согласованным с заказчиком.

ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП

Для решения геологических и технических задач в структурных, поисковых и оценочных скважинах предусмотрен единый обязательный комплекс ГИРС (табл. 15.4) и единый комплекс ГТИ (табл. 15.5). Для ГТИ комплекс исследований рекомендуется и для опорных и параметрических скважин регионального этапа ГРР.

Таблица 15.4

Обязательный комплекс исследований ГИРС в открытом стволе для решения геологических и технических задач в структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважинах

Структура комплекса		Методы ГИРС
Постоянная часть обязательных исследований	Общие исследования (по всему разрезу скважин)	ГТИ, ПС, КС (1-2 зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилеметрия, инклинометрия, резистивиметрия, термометрия, замер естественной температуры пород[1], ВСП[2]
	Детальные исследования (в перспективных интервалах)	ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), МК, БМК, профилеметрия, ГК-С, НК, АК, ГГК-П, ГГК-Л[3], наклонометрия[4]
Изменяемая часть обязательных исследований	При наличии в перспективных интервалах разреза сложных коллекторов (трещинных, глинистых, битуминозных)	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, электрический сканер, ЯМК
	Для определения положения межфлюидных контактов и пластовых давлений в перспективных интервалах	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК; ЯМК
	При низком выносе керна	Отбор керна из стенок скважины приборами на кабеле (КО)
	При неоднозначной геологической интерпретации материалов ГИС в перспективных интервалах разреза	ГДК, ОПК, ИПТ, КО, исследования в необходимых интервалах по специальным технологиям со сменой технических условий в скважине

[1] В нескольких скважинах на площади.

[2] Во всех поисковых и оценочных скважинах, в разведочных скважинах – при близости сейсмопрофилей.

[3] В разрезах с карбонатными коллекторами.

[4] Во всех поисковых и оценочных скважинах, в разведочных скважинах при наклоне пластов более 5° к оси скважины.

Таблица 15.5

Комплекс ГТИ при бурении опорных, параметрических, структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважин

Решаемые задачи	Обязательные исследования и измерения	Дополнительные исследования и измерения
Геологические задачи: • оптимизация получения геолого-геофизической информации; • литолого-стратиграфическое расчленение разреза; • выделение пластов-коллекторов; • определение характера насыщенности пластов-коллекторов; • оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов; • контроль процесса испытания и опробования объектов; • выявление реперных горизонтов	Исследование шлама, керна, бурового раствора: • макро- и микроскопия шлама; • фракционный анализ шлама; • определение карбонатности пород; • люминесцентный анализ шлама и бурового раствора; • оценка плотности и пористости шлама; • определение объемного и суммарного газосодержания бурового раствора; • непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа, извлеченного из бурового раствора; • периодическая термовакуумная дегазация проб раствора и шлама	Измерение окислительно-восстановительного потенциала: • пиролиз горных пород; • фотоколориметрия; • определение вязкости и водоотдачи бурового раствора; • удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе; • виброакустические характеристики, получаемые в процессе бурения
Технологические задачи: • раннее обнаружение газо- нефтеводопроявлений и поглощений при бурении и спуско-подъемных операциях; • оптимизация процесса углубления скважины; • распознавание и определение продолжительности технологических операций; • выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот; • оптимизация спуско-подъемных операций; • контроль гидродинамических давлений в скважине; • определение и прогноз пластового и порового давлений; • контроль спуска и цементирования обсадной колонны; • диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени	Измерение и определение технологических параметров: • глубина скважины и механическая скорость проходки; • вес на крюке и нагрузка на долото; • давление бурового раствора на стояке манифольда и в затрубье; • число ходов насоса; • расход или поток бурового раствора на выходе из скважины; • уровень и объем бурового раствора в емкостях; • скорость спуска и подъема бурильного инструмента; • плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины; • скорость вращения ротора; • крутящий момент на роторе; • температура раствора на входе и на выходе из скважины	Удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе; • виброакустические характеристики, получаемые в процессе бурения

На основе обязательного и дополнительного комплексов для каждого конкретного района, площади, месторождения конкретной скважины или группы скважин, проектируемых в данном районе, на данной площади (данном месторождении), в соответствии с проектными условиями бурения и прогнозируемым геологическим разрезом, в составе геолого-технического проекта поисково-оценочных, разведочных работ и эксплуатационного бу-

рения составляется проектный комплекс, подлежащий безусловному выполнению.

Проектный комплекс должен обеспечивать решение задач и конкретизировать состав методов ГИРС изменяемой части обязательных исследований и дополнительных исследований, их объем и охват скважин на площади.

Проектные комплексы утверждаются руководителем организации-недропользователя (заказчика ГИРС) после согласования с организацией-исполнителем ГИРС, органом, выдавшим недропользователю лицензию, и органом горного надзора.

Если одна из оценочных скважин при изучении новых и сложных типов продуктивных разрезов проектируется как базовая, то в ней в интервале продуктивных пластов проводится наиболее полный отбор керна и выполняются геофизические исследования по специальным технологиям, включающие методы ГИС, обеспечивающие детальную привязку керна по глубине к данным каротажа. Вскрытие продуктивного разреза в базовой скважине рекомендуется проводить на промывочной жидкости с углеводородной основой. В базовых скважинах, бурящихся на непроводящей промывочной жидкости, вместо электрических каротажей (ПС, БКЗ, БК, БМК, МК) при общих и детальных исследованиях выполняют электромагнитные (ИК, ВИКИЗ, ДК), а в разрезах с высокой минерализацией пластовых вод (свыше 50 г/л) при детальных исследованиях выполняют также ИНК.

Исследования в скважинах с углом наклона более 45° и скважинах с горизонтальным окончанием ствола планируют и выполняют с применением специальных технологий.

РАЗВЕДОЧНЫЙ ЭТАП

Стадия разведки и пробной эксплуатации. Комплексы ГИРС для разведочных скважин на рассматриваемой стадии ГРР практически такие же, как и для поисковых скважин (см. табл. 15.4 и 15.5), а дополнительный комплекс ГИС при испытаниях в колонне показан в табл. 15.3.

Задачи ГИРС на этой стадии эксплуатации разделяются на 2 большие группы:

1) получение и уточнение информации о залежи, продуктивных пластах и скважинах, необходимой для составления проектных технологических документов на разработку месторождений;

2) получение информации, необходимой для осуществления контроля за разработкой месторождения.

Основными задачами, стоящими перед ГИРС на этой стадии, являются:

— уточнение типа коллектора и геолого-гидродинамической модели залежи. Для трещиновато — порового коллектора — оценка степени участия матрицы породы в разработке;

— оценка гидродинамической связи по пласту и выявление непроницаемых границ;

— определение фильтрационно-емкостных продуктивного коллектора и оценка их изменения по площади и во времени в процессе разработки;

— получение информации о гидродинамической обстановке в систе-

Таблица 15.6

Обязательный и дополнительный комплексы исследований в открытом стволе для решения геологических и технических задач в эксплуатационных скважинах

Структура комплекса		Методы ГИРС
Обязательные исследования	Общие исследования (по всему разрезу скважин)	ГТИ[1], ПС, КС (1–2 зонда из состава БКЗ), БК[1], ГК, НК, АК[1], ГГК-П[1], профилеметрия, инклинометрия, резистивиметрия МКЗ, ГМ
	Детальные исследования (в продуктивных интервалах)	ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), ГК, МК (БМК), профилеметрия, ГК-С[1], НК.АК.ГГК-ПЧ.ГГКП[1]
Дополнительные исследования	При наличии в продуктивных интервалах разреза сложных коллекторов (трещинных, глинистых, битуминозных)	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, электрический сканер, ЯМК
	Для уточнения положения межфлюидных контактов, текущей насыщенности и пластовых давлений в продуктивных интервалах	ГДК, ОПК, ИПТ, ЯМК, ИНК, АКЦ-АКТАШ
	При неоднозначной геологической интерпретации материалов ГИС в продуктивных интервалах разреза	ГДК, ОПК, ИПТ, КО, исследования в необходимых интервалах по специальным технологиям со сменой технических условий в скважине
	Для обеспечения моделирования залежей и при проведении сейсморазведки 3D	ВСП, наклонометрия

[1] При кустовом бурении – в одной из скважин куста.

ме «скважина – пласт», необходимой для выбора способа эксплуатации скважин;

– оценка технического состояния скважин и технологического режима их работы;

– изучение энергетического состояния скважин и основных фильтрационных потоков;

– оценка трещиноватости пласта;

– изучение характера фильтрации жидкости, выявление и оценка степени проявления неньютоновских свойств флюида и др.;

– оценка динамики текущей нефтенасыщенности;

– установление характера зависимости фильтрационных свойств от забойных давлений в добывающих и нагнетательных скважинах; определение зависимости коэффициента продуктивности от депрессии на пласт при забойных давлениях выше и ниже давления насыщения;

– определение забойного давления, ниже которого начинается снижение коэффициента продуктивности; определение давление насыщения по данным ГИРС;

– определение критического давления раскрытия трещин в нагнетательных скважинах;

– определение раздельной добычи по пластам, вскрытых совместно;

– поинтервальное определение количества и состава протекающего флюида;

– поинтервальное определение фильтрационных характеристик;

– оценка состояния призабойной зоны скважин с целью выбора скважин для проведения работ по воздействию на призабойную зону и пласт;

– оценка технологической эффективности по воздействию.

Таблица 15.7

Комплекс ГТИ при бурении эксплуатационных скважин

Решаемые задачи	Обязательные исследования и измерения	Дополнительные исследования и измерения
Геологические задачи: • литологическое расчленение разреза; • выделение пластов-коллекторов; • определение характера насыщенности пластов-коллекторов; • выявление реперных горизонтов Технологические задачи: • ранее обнаружение газо-, нефте-, водо- проявлений и поглощений при бурении и спуско-подъемных операциях; • распознавание и определение продолжительности технологических операций; • выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот; • оптимизация спуско-подъемных рпераций; • контроль спуска и цементирования обсадной колонны; • диагностика предаварийных ситуаций о реальном масштабе времени	Исследование бурового раствора: • определение объемного и суммарного газосодержания бурового раствора; • дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа, извлеченного из бурового раствора; • периодическая термовакуумная дегазация проб раствора Измерение и определение технологических параметров: • глубина скважины и механическая скорость проходки; • вес на крюке и нагрузка на долото; • давление бурового раствора на стояке манифольда и в затрубье; • число ходов насоса; • расход или поток бурового раствора на выходе из скважины; • уровень и объем бурового в емкостях; • скорость спуска и подъема бурильного инструмента; • плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины; • скорость вращения ротора; • крутящий момент на роторе; • температура раствора на входе и на выходе из скважины	Определение вязкости и водоотдачи бурового раствора

Комплексы ГИРС в открытом стволе эксплуатационных скважин приведен в табл. 15.6, комплекс ГТИ при бурении эксплуатационных скважин — в табл. 15.7. и для горизонтальных скважин — в табл. 15.8.

В оценочных или разведочных скважинах, запущенных в пробную эксплуатацию, должны выполняться исследования методами расходометрии, термометрии, влагометрии, резистивиметрии, барометрии, ГК, ЛМ, дополнительно — шумометрии для определения профиля притока и контроля интенсификации притока. Эти исследования выполняют по специальным программам, согласованным с заказчиком.

Таблица 15.8

Обязательный и дополнительный комплексы геофизических исследований в горизонтальиых участках ствола эксплуатационных скважин

Структура комплекса	Методы ГИС	Примечание
Обязательные исследования	ГТИ, ГК, ИК (ЭМК), НК, ПС (градиент ПС), инклинометрия, резистивиметрия ВИКИЗ	Терригенный разрез
	ГТИ, ИК (ЭМК), ГК, БК (псевдобоковой), НК, ПС (градиент ПС), инклинометрия, резистивиметрия	Карбонатный разрез
Дополнительные исследования	АК.ГГК, ГК-С	
Специальные исследования	Азимутальные БК, БМК, АК и ГК; ЯМК	

КОМПЛЕКСЫ ГИРС ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИН

Для изучения состояния обсадных колонн применяются акустическая цементометрия и дефектометрия, термометрия, гамма-дефектометрия-толщинометрия, электромагнитная локация муфт, электромагнитная дефектоскопия, акустический видеокаротаж, механическая трубная профилеметрия.

Для изучения состояния цементного кольца за колонной используются гамма-гамма-дефектометрия, акустическая цементометрия, термометрия, НК.

Для выявления затрубного движения жидкости и газа используются НК, высокочувствительная термометрия, акустическая шумометрия, технологии закачки жидкости с добавкой веществ-индикаторов, короткоживущих радионуклидов.

Обязательный комплекс ГИС для изучения технического состояния обсадных колонн (кондуктора, технических и эксплуатационной колонн) и качества цементирования колонн включает: ГК, АКЦ, ГГК-Ц, термометрию, ЛМ. Дополнительный комплекс включает: АКЦ-сканирование, электромагнитную (магнитоимпульсную) дефектоскопию, механическую трубную профилеметрию.

Исследования в дефектных колоннах выполняются по индивидуальным программам.

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ И ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ ГИРС ДЛЯ РЕШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

Технология выполнения ГИРС определяется сложностью строения месторождения и технологией бурения.

В однопластовых залежах решение геологических задач обеспечивается выполнением обязательных исследований и, при необходимости (например, выделении низкопоровых трещинных коллекторов, расположенных рядом с поровыми), проведением дополнительных исследований.

В многопластовых и массивных залежах ведущее значение могут приобретать дополнительные исследования, основанные на повторных измерениях теми же видами ГИС во времени без изменения свойств промывочной жидкости, когда при изучении призабойных интервалов исследования перекрывают вышезалегающие продуктивные интервалы.

Этапность, интервальность и очередность проведения ГИРС должны быть определены в проектах на строительство скважин.

Общие исследования выполняют по завершению бурения интервалов, намеченных для перекрытия кондуктором, технической и эксплуатационной колоннами. *В глубоких скважинах исследования выполняют в интервалах, не превышающих 1000 м.*

Детальные исследования выполняют по завершению бурения перспективного или продуктивного интервала. *При большой толщине продуктивных (перспективных) пород интервал исследований не должен превышать 400 м.*

Очередность проведения отдельных видов ГИРС определяется требованиями количественной интерпретации их данных и условиями в скважине. Прежде всего выполняют электрические виды исследований, затем проводят АК, ГК, НК, ГГК, профилеметрию, инклинометрию, и завершают

ГИРС опробованием, гидродинамическими исследованиями (ГДК, ИПТ, ОПК) и отбором образцов пород керноотборником на кабеле.

ГИРС в открытом стволе выполняют при заполнении его той жидкостью, на которой проводилось бурение. При изменении свойств ПЖ (особенно минерализации) по технологическим причинам отдельные виды электрического каротажа (БМК, БК, ПС) выполняют до и после изменения свойств ПЖ.

В скважинах, бурящихся на известково-битумной промывочной жидкости (ИБР), исследования выполняют дважды — при заполнении ИБР и после замены ИБР (с расширкой ствола) на жидкость с водной основой.

Исследования по контролю интервалов перфорации проводятся непосредственно после ее завершения.

ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕМАМ И КАЧЕСТВУ ГИРС НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Объемы и качество ГИРС должны гарантировать максимальное получение информации, обеспечивающей полноту геологического изучения, достоверную оценку и учет запасов нефти и газа в соответствии с требованиями государственной экспертизы запасов полезных ископаемых.

Отдельные виды исследований, которые по согласованному решению организации-владельца разрешения или лицензии, исполнителя ГИРС и контролирующей организации невозможно выполнить вследствие неудовлетворительного состояния открытого ствола скважины, выполняют в обсаженной скважине. При технической невозможности таких исследований в обсаженной скважине выполняют исследования, предоставляющие аналогичную информацию.

Регистрация данных ГИС и ГТИ осуществляется в цифровом виде, под компьютерным управлением и контролем, в форматах и стандартах регистрации, принятых соответствующими «Техническими инструкциями», обеспечивающих возможность передачи первичной информации по каналам связи и ее архивации в электронных базах и банках данных. Компьютерные программы регистрации должны обеспечивать метрологический контроль и контроль качества в ходе регистрации. Аналоговая регистрация первичных данных не допускается.

Конечные результаты ГИРС должны включать:

- данные различных видов исследований, зарегистрированные в цифровом виде в установленных «Технической инструкцией» форматах на магнитных носителях (или иных долговременных носителях) и их визуализированные твердые копии;
- материальные носители информации (пробы жидкостей, газов, пород, отобранные приборами на кабеле);
- заключения по итогам выполненного комплекса исследований в скважине;
- отчеты о результатах сводной интерпретации полного комплекса исследований в скважинах.

Данные ГТИ должны содержать:

- результаты экспресс-анализов, проводимых непосредственно на скважинах по пробам шлама, керна, промывочной жидкости, пластового флюида (в случае их отбора опробователями на кабеле или испытателями на трубах);

• сведения о литологическом составе и коллекторских свойствах пород;

• сведения о прогнозируемом пластовом (поровом) давлении;

• сведения об интервалах с люминисценцией и повышенными газопоказаниями, с указанием процентного содержания и компонентного состава углеводородов;

• рекомендации оператора с отметкой об их выполнении.

Заключения по результатам исследований отдельных интервалов бурящихся скважин должны включать рекомендации на проведение последующих технологических операций (продолжение бурения, испытание в открытом стволе, отбор грунтов и проб пластовых флюидов, спуск обсадной колонны и т.д.).

Окончательное заключение должно содержать информацию о задачах исследований, объеме выполненных исследований, методиках исследований и обработки данных ГИРС, результатах геологической интерпретации данных ГИРС, включая сведения о:

• литологическом расчленении разреза или отдельных его интервалов;

выделении в разрезе реперов;

выделении в разрезе пластов-коллекторов;

характере насыщенности пластов-коллекторов;

промышленной оценке пластов-коллекторов;

величине пластовых давлений;

положении межфлюидных контактов;

характере и свойствах флюида в стволе скважины;

• техническом состоянии скважины и проведении в ней технологических операций.

Рекомендации окончательного заключения должны содержать обоснование программы испытаний в открытом стволе, целесообразность крепления скважины, обоснование программы испытаний в обсаженной скважине, программы ГИРС при последующих технологических операциях в скважине.

Задачи геологической службы при подготовке скважины к проведению геофизических исследований:

• проработать ствол скважины долотом номинального диаметра, с целью ликвидации уступов, резких переходов от одного диаметра к другому, мест сужения и пробок;

• привести в соответствие с требованиями геолого-технического наряда параметры бурового раствора (включая и удельное сопротивление); обеспечить однородность раствора по всему стволу скважины, для чего необходимо провести не менее двух циклов циркуляции.

Не допускается проведение геофизических исследований в скважинах, заполненных буровым раствором с вязкостью более 90 с и содержащим более 5 % песка или обломков твердых пород, или в скважинах поглощающих (с понижением уровня более 15 м/ч), переливающих или газирующих.

Объемы ГИС необходимо увеличивать с целью расширения круга решаемых задач, повышения качества и достоверности получаемых результатов. В максимальном объеме геофизические исследования должны проводиться в первых разведочных скважинах. Большое значение, начиная с первых этапов разведки, имеет оперативность обработки геофизической информации, которая должна давать возможность в действительности управлять разведочным процессом.

В связи с ростом значимости ГИС в разведке залежей нефти и газа требуется изменение стратегии разведки. При положительном завершении поискового этапа рекомендуется бурение базовых скважин со сплошным отбором керна в продуктивной части, с поинтервальными испытаниями и специальными ГИС, включающими в себя исследования по специальным методикам (например, «каротаж — испытание — каротаж» с принудительной закачкой в пласты флюидов с заданными свойствами). Проведенные исследования послужат основой для выведения необходимых петрофизических зависимостей и разработки алгоритмов интерпретации данных ГИС.

Для контроля качества геофизических измерений в интервалах не менее 50 м, характеризующихся максимальной дифференциацией измеряемых параметров, проводят повторные (контрольные) замеры.

Следует отметить, что на стадии пробной эксплуатации месторождений среди методов ГИРС все чаще используют методы скважинной геофизической разведки (СГР).

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИС

Интерпретация результатов геолого-геофизических исследований скважин или «***оценка пластов***» понимается как управляемый процесс с участием человека (интерпретатора), заключающийся в использовании всех результатов скважинных измерений с привлечением априорной геолого-геофизической информации о свойствах исследуемого объекта, а также различных теоретических сведений для определения геологических свойств пород, окружающих скважину, в их природном состоянии («in situ»).

Как известно, одним из главных требований при обосновании того или иного метода интерпретации является разработка его модели. Для теоретического обеспечения процесса интерпретации к настоящему времени предложено большое количество разнообразных моделей. Вообще при интерпретации данных ГИС применяются самые различные модели в зависимости от целей обработки, комплекса каротажных методов и литологического типа исследуемого разреза.

Здесь важны *математические модели*, которые являются тем или иным математическим описанием макро- и микроскопических процессов, происходящих в геологических объектах (системах) при их геолого-геофизическом исследовании в скважинах. Вследствие того, что при оценках пластов по данным ГИС используется большое число различных моделей, актуально решение задачи их классификации, что позволит наилучшим образом разделить множество моделей на более мелкие группы определенного назначения.

На рис. 15.2 приведена классификация моделей, используемых при интерпретации данных ГИС, разработанная Г.Я. Шиловым, главным принципом которой является соблюдение последовательности этапов интерпретационного процесса.

Как видно из рис. 15.2, математические модели, применяемые при интерпретации материалов ГИС, состоят из 7 классов моделей: корректировочных, петрофизических, структурных, интерпретационных, пространственных, генетических и динамических.

В начале интерпретации используются ***корректировочные*** модели, в качестве которых служат разного рода палетки для внесения поправок

Рис. 15.2. Классификация математических моделей и последовательность интерпретационного процесса данных ГИС

в исходную каротажную модель (каротажные диаграммы, цифровые записи на магнитной ленте) за влияние условий измерения или устранения аппаратурных погрешностей. Их целью является получение истинных геофизических параметров исследуемых пластов. Необходимый палеточный материал получают известными математическими методами в результате решения прямых геофизических задач, например, путем решения уравнения теплопроводности, волнового уравнения и других при определенных начальных и граничных условиях.

Петрофизические модели являются моделями петрофизических связей типа «керн—керн» или «керн—геофизика». Они могут быть двухмерными и многомерными. Назначение петрофизических моделей состоит в обеспечении перехода от геофизических параметров (например, удельных электрических сопротивлений пластов, их гамма-активностей и др.) к геологических параметрам (водонасыщенности, глинистости и др.).

Структурные модели определяют выбор технологии процесса интерпретации. На начальном этапе обработки они, как правило, являются априорными, могут быть графическими и аналитическими. Далее в процессе обработки геолого-геофизической информации априорная структурная модель уточняется в соответствии с реальными геологическими свойствами среды.

Интерпретационные модели (графические и аналитические) могут отражать петрофизические связи между геофизическими параметрами и геологическими свойствами среды или служить целям самого интерпретационного (вычислительного) процесса. В связи с этим они де-

лятся на *экспериментальные* (обоснованные связями «геофизика-геофизика») и *теоретические* (основанные на привлечении различных математических методов при решении задач обработки).

Экспериментальные интерпретационные модели подразделяются в зависимости от их назначения, то есть тех геологических свойств, которые необходимо определить в процессе обработки данных ГИС (общей, эффективной, вторичной пористости, водонасыщенности и др.).

К теоретическим интерпретационным моделям прежде всего следует отнести модели принятия решений в условиях неопределенности, а также различные стохастические модели, получаемые с помощью методов статистического моделирования (метода Монте-Карло). Кроме того, к ним можно отнести модели выбора, основанные на некоторых методах теории принятия решений в задачах со многими целевыми функциями.

Пространственные модели (графические и аналитические) используют, как правило, на этапе площадной интерпретации и они служат изучению пространственного распространения коллекторов (покрышек, фаций и т.д.), а также определению местоположения ВНК. В этом случае строят карты и профильные разрезы различного назначения.

Важно при этом, чтобы корреляция изучаемых разрезов была проведена надежно.

Генетические каротажные модели фаций *служат для выделения в разрезах скважин различного рода фаций с целью последующей реконструкции условий осадконакопления в изучаемом районе. Они, модели, могут быть качественными и количественными, а также графическими и аналитическими.*

Качественные генетические каротажные модели фаций представляют собой каротажные кривые определенной формы. Установление вида фаций производится путем сравнения формы фактической каротажной кривой напротив изучаемого пласта с типовыми формами каротажных кривых для различного рода фаций.

Количественные генетические каротажные модели фаций отражают характерные (количественные) изменения определенных геологических параметров (например, глинистости, пористости и др.) по вертикали пласта, оцениваемых по данным ГИС для различных типов фаций.

Динамические модели используют при геофизическом контроле за разработкой месторождений нефти и газа. Они, в основном, относятся к одному из типов моделей динамических стохастических геологических систем и служат для текущей оценки коэффициентов нефтевытеснения пластов по данным ГИС.

Как известно, *литолого-фациальный анализ*, наряду с другими методами (литолого-палеогеографическим, палео-геоморфологическим, сейсмостратиграфическим и др.) является составной частью исследований при поисках неантиклинальных ловушек. В то же время, применяемый в настоящее время комплекс ГИС и разработанные способы интерпретации каротажных данных дают возможность использовать ГИС в качестве самостоятельного метода литолого-фациального анализа и прогнозирования литологических ловушек нефти и газа. При этом перед методами ГИС ставятся обычно следующие задачи:

1) определить границы выклинивания горизонтов и перерывов в осадконакоплении, в том числе изучить особенности строения древних аккумулятивных шельфов на краевых частях впадин;

2) выделить участки развития дельт, палеорусел, баров, аккумулятивных образований, располагающихся вдоль прибрежных частей палеоморей, а также зон развития коллекторов в рифогенных и эффузивных толщах;

3) установить наличие над перечисленными структурными формами пород-покрышек, а также оценить их качество;

4) выделить в установленных ловушках пласты-коллекторы и получить количественную оценку их коллекторских свойств, а также проследить вариации коллекторских свойств по латерали и вертикали, с учетом фациальных изменений;

5) определить характер насыщения выделенных коллекторов и получить количественные оценки их коэффициентов нефтегазо(водо)насыщенности.

Кроме того, методы ГИС могут использоваться и при решении седиментологических задач регионального характера. Так, например, детально изучая разрезы скважин по каротажу, наклонометрии, скважинным сканерам, выделяют региональную составляющую осадконакопления, которая обусловлена геотектоническим режимом.

В зависимости от решаемой задачи и объема исходной геолого-геофизической информации различают оперативную и сводную интерпретацию промыслово-геофизических исследований.

При *оперативной интерпретации* на основании данных по исследуемой скважине, сразу после выполнения в ней комплекса ГИС, даются заключение о наличии в разрезе нефтегазоносных пластов и рекомендации по их опробованию.

Сводная интерпретация проводится для продуктивного горизонта в целом по месторождению. Для интерпретации используют все геолого-геофизические данные о пласте по всем скважинам (результаты исследования керна, результаты опробования и исследования скважин). По результатам сводной интерпретации определяют геологическое строение продуктивного горизонта, строение залежи, подсчетные параметры и проводят подсчет запасов нефти и газа.

ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА

Литологическое расчленение разреза скважин осуществляется по комплексу геофизических исследований с привлечением данных изучения керна и шлама. Расчленение разреза скважин основано на различии физических свойств горных пород, которые изменяются у каждой литологической разновидности в определенном диапазоне значений. Наличие перекрытия диапазонов указывает на то, что ни одна из пород не может быть опознана по одному какому-то геофизическому параметру, для ее определения нужна комплексная геофизическая характеристика. Геофизические характеристики наиболее типичных литологических разностей приведены на рис. 15.3.

Определение подсчетных параметров нефтегазонасыщенных коллекторов — эффективных толщин ($h_{эф}$) нефте- ($h_{эф.н}$) и газонасыщенных ($h_{эф.г}$) интервалов, коэффициентов их пористости ($K_п$), проницаемости ($K_{пр}$), нефте- ($K_н$) и газонасыщенности ($K_г$) — производится по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) с использованием результатов изучения образцов керна и испытаний пластов в открытом стволе или в обсаженной скважине.

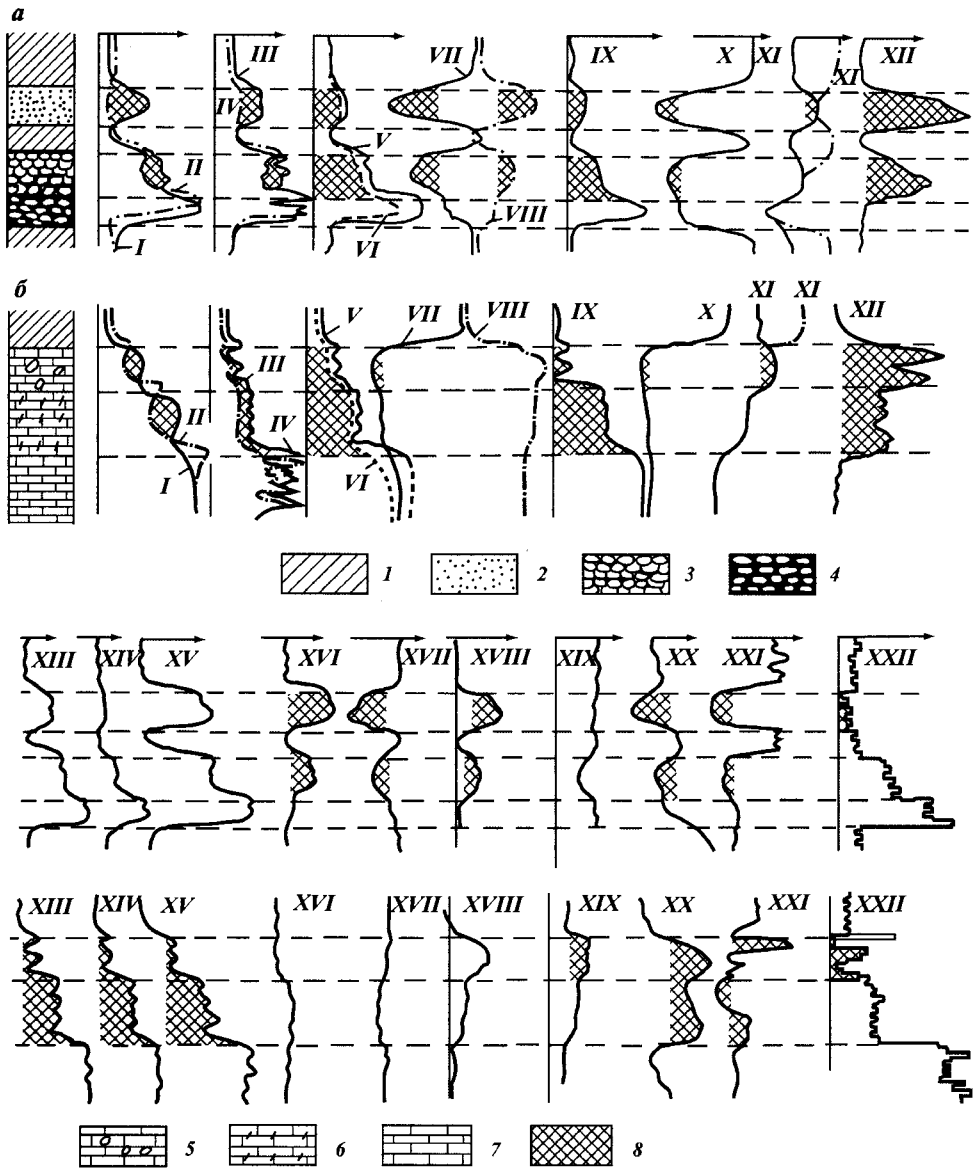


Рис. 15.3. Типичные кривые геофизических параметров для терригенных (*а*) и карбонатных (*б*) пород (В.Н. Дахнов, 1985):

1 – глины; *2* – пески; *3* – песчаники рыхлые; *4* – то же, плотные; *5*, *6*, *7* – известняки кавернозные и закарстованные (*5*), трещиноватые (*6*), плотные (*7*); *8* – коллекторы, выделяемые по характерным особенностям геофизических кривых; *I* – диаграмма $\rho_к$, записанная малым потенциал-зондом; *II* – то же, средним градиент-зондом; *III* – то же, потенциал-микрозондом; *IV* – то же, градиент-микрозондом; *V* – диаграмма $\rho_э$, зарегистрированная экранированным зондом; *VI* – то же, с фокусировкой тока; *VII* – диаграмма $U_{ПС}$ при $\rho_ф > \rho_в$, *VIII* – то же, при $\rho_ф < \rho_в$; *IX* – диаграмма потенциалов вызванной поляризации; *X* – диаграмма интенсивности естественного γ-излучения; *XI* – то же, интенсивности рассеянного γ-излучения (пунктиром показан случай влияния увеличения диаметра скважины); *XII* – диаграмма интенсивности γ-излучения изотопов; *XIII–XVII* – диаграммы нейтронного и нейтронного гамма-методов для зондов различных размеров; *XVIII* – диаграмма ядерно-магнитного метода; *XIX* – диаграмма $\Delta\tau_п$ ультразвукового метода; *XX* – термограмма; *XXI* – кавернограмма; *XXII* – диаграмма продолжительности бурения

Материалы ГИС служат основным источником информации для определения объемным методом запасов нефти и газа категорий А, В, C_1 и C_2 по результатам бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Эти материалы используются для литологического и стратиграфического расчленения и корреляции разрезов пробуренных скважин, выделения в разрезе каждой скважины коллекторов, определения положений газонефтяного (ГНК), водонефтяного (ВНК) или газоводяного (ГВК) контактов между пластовыми флюидами и определения подсчетных параметров продуктивных коллекторов: $h_{эф}$, $h_{эф.н}$, $h_{эф.г}$, $K_п$, $K_н$, $K_г$.

ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕ- И ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН

Коллекторы условно разделяются на простые и сложные. Простыми считаются коллекторы с межзерновым типом пор, сложенные преимущественно одним породообразующим минералом и содержащие один тип подвижного флюида (нефть, газ или воду).

К сложным относятся коллекторы, обладающие сложным минералогическим составом породообразующих веществ, сложной структурой порового пространства (трещинные, каверновые и смешанные порово-трещинные, порово-каверновые и порово-трещинно-каверновые), многофазной насыщенностью в пределах одного пласта.

Эффективные толщины, коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности определяются по геофизическим материалам с учетом разрешающей способности отдельных методов ГИС. Результаты ГИС — основной метод выделения коллекторов в разрезе. К коллекторам относят пласты, для которых по данным ГИС значения пористости и проницаемости выше граничных, установленных для коллекторов этого типа раздельно для нефте-, газо- и водонасыщенных.

Граничные значения количественных критериев должны быть подтверждены результатами опробовании и испытаний пластов.

Определение эффективных толщин нефте- ($h_{эф.н}$) и газонасыщенных ($h_{эф.г}$) пластов включает выделение коллекторов, оценку характера их насыщенности и положений контактов между пластовыми флюидами.

С целью выделения коллекторов для каждого объекта (залежи, месторождения) на основе анализа имеющихся материалов ГИС, результатов исследований керна, опробования и испытаний пластов устанавливается комплекс прямых и косвенных признаков или количественных критериев выделения проницаемых интервалов, проявляющихся в конкретных для этого объекта геолого-технических условиях разбуривания.

Прямым качественным признаком движения флюидов, устанавливаемым в процессе разведки, является проникновение фильтрата промывочной жидкости (ПЖ) в пласты, регистрируемое по данным стандартных и специальных методик выполнения ГИС, а также по результатам специальных исследований керна.

В поровых терригенных и карбонатных коллекторах признаками проникновения фильтрата по данным ГИС являются:

— сужение диаметра скважин, зафиксированное на кривой кавернометрии, вследствие образования глинистой или шламовой корки;

— радиальный градиент сопротивлений, измеренных зондами с разной глубинностью исследований при использовании методов микрокаротажа

(МК) с условием, что сопротивления, измеренные зондами, превышают не более чем в 5 раз удельное сопротивление (ρ_c) ПЖ, бокового каротажного зондирования (БКЗ), комплекса бокового (БК) и бокового микрокаротажа (БМК);

— изменение показаний электрических (ЭК) и радиоактивных (РК) видов исследований, выполненных по специальным методикам и фиксирующих формирование или расформирование зоны проникновения.

В коллекторах со сложной структурой порового пространства прямые качественные признаки устанавливаются чаще всего только по материалам ГИС, выполненным по специальным методикам. К ним относятся изменения показаний электрических видов каротажа, преимущественно БК и БМК, фиксирующих формирование зоны проникновения:

— при повторных измерениях во времени при сохранении свойств ПЖ в стволе скважины;

— при измерениях на ПЖ с различной минерализацией (методика двух ПЖ);

— при направленном воздействии на пласты путем создания дополнительной репрессии (методика «каротаж—репрессия—каротаж») или депрессии («каротаж—испытание—каротаж»).

В обсаженных скважинах прямые качественные признаки устанавливаются при повторных измерениях стационарными и импульсными видами нейтронного каротажа (НК), свидетельствующими о расформировании во времени зоны проникновения.

Косвенные качественные признаки коллекторов характеризуют породы, которые по своим емкостным свойствам и чистоте минерального скелета могут принадлежать к коллекторам. К этим признакам относятся: аномалии на кривой самопроизвольной поляризации ПС (отрицательные, если удельное сопротивление ПЖ больше сопротивления пластовой воды и гидростатическое давление превышает пластовое, и положительные при их обратном соотношении); низкие показания на кривой гамма-каротажа (ГК); показания ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), превышающие фоновые; затухание упругих волн, создаваемое трещинами и кавернами, при акустическом каротаже (АК).

С использованием количественных критериев коллекторы в скважинах, пробуренных на ПЖ любого состава, выделяются в случае превышения значений пористости и проницаемости над граничными значениями $K_{п.гр}$ и $K_{пр.гр}$, установленными для коллекторов этого типа раздельно для нефте-, газо- и водонасыщенных разностей. Измеренные значения геофизических характеристик будут в этом случае большими ($\alpha_{пс.гр}$; Δt, W) или меньшими (δ; $\Delta I\gamma$) соответствующих граничных $\alpha_{пс.гр}$, $\Delta t_{гр}$, $\delta_{гр}$, $W_{гр}$, $\Delta I\gamma_{гр}$.

Граничные значения фильтрационно-емкостных и (или) геофизических характеристик определяются статистически по результатам:

петрофизических исследований образцов керна;

опробований и испытаний, в том числе приборами на кабеле, интервалов с однозначными геофизическими характеристиками;

установления проникновения фильтрата ПЖ по данным стандартных и специальных ГИС.

Граничные значения количественных критериев должны быть подтверждены результатами опробований и испытаний пластов.

В случае получения противоречивых результатов особое внимание обращается на качество крепления скважин и совершенство вскрытия пласта.

Выделение коллекторов в зависимости от геолого-технических условий проведения ГИС и наличия на полученных материалах прямых признаков проникновения реализуется двумя способами.

В скважинах, проникновение ПЖ в которых устанавливается по материалам ГИС, выполненных по обычной технологии, прямые качественные признаки являются достаточными для выделения коллекторов при подтверждении их данными испытаний.

Если проникновение устанавливается только по материалам ГИС, выполненным по специальным методикам в отдельных скважинах, выделение коллекторов в остальных скважинах на месторождении производится с использованием количественных критериев.

Эффективная толщина нефте- или газонасыщенного коллектора определяется как приведенная к вертикальной скважине разность между общей толщиной коллектора и суммарной толщиной уплотненных прослоев-неколлекторов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ

Методика определения коэффициента пористости ($K_п$) по данным ГИС выбирается в зависимости от типа коллектора и характеристик промывочной жидкости. Коэффициенты пористости ($K_п$) коллекторов определяются по материалам ГИС и на образцах пород, отобранных из керна при бурении скважины, либо из ее стенки сверлящим керноотборником на кабеле.

В неглинистых терригенных и карбонатных коллекторах, разбуренных на ПЖ различного состава, $K_п$ определяется отдельно по материалам АК, НК, гамма-гамма-плотностного каротажа (ГГКП) или в любом сочетании перечисленных методов. В скважинах, пробуренных на водных ПЖ, ориентировочные сведения о $K_п$ получают также по материалам ЭК по удельному сопротивлению промытой зоны ($\rho_{пп}$) или в водонасыщенных частях пластов ниже ВНК или ГВК и за контуром залежи.

В глинистых терригенных и карбонатных коллекторах, разбуренных на пресной водной ПЖ (удельное сопротивление $\rho_с$ ПЖ превышает 0,2 Ом·м, а отношение $\rho_с/\rho_в > 5$), пористость определяется по комплексу материалов АК, НК, ГГКП, ГК, ПС. Ориентировочные сведения о пористости пород получают также по материалам ЭК. При бурении скважин на минерализованной ($\rho_с < 0,2$ Ом·м, $\rho_с/\rho_в > 5$) или токонепроводящей ПЖ значения $K_п$ определяются по комплексу материалов АК, НК, ГГКП, ГК.

В коллекторах со сложной структурой порового пространства по материалам ГИС должны определяться общая пористость ($K_п$) и, при необходимости, пористость матрицы ($K_{п.м}$).

В полиминеральных порово-каверновых коллекторах $K_п$ и $K_{п.м}$ определяются по комплексу материалов НК, ГГКП, АК или НК, ГГКП, ЭК.

В полиминеральных порово-трещинных коллекторах по комплексу материалов АК, НК, ГГКП определяется общая пористость ($K_п$). Ориентировочная оценка трещинной пористости может быть выполнена по материалам ЭК, полученным на двух ПЖ различной минерализации.

В скважинах, пробуренных на токонепроводящих растворах, коэффициент пористости определяется по материалам ИК и диэлектрического каротажа (ДК).

Петрофизическое обоснование для определения $K_п$ должно устанавливать зависимость геофизических характеристик ($\alpha_{пс}$, Δt, δ, W, $\Delta I\gamma$, $\rho_п$) от ве-

личин общей и межзерновой пористостей, минерального состава скелета породы, типов и объемов цементирующих минералов и от заполняющих поры флюидов (минерализованная вода, нефть, газ). Петрофизическое обоснование включает зависимости «керн—керн» и «керн—геофизика», в том числе полученные в условиях, моделирующих пластовые.

Значения пористости, найденные по материалам ГИС, должны быть обоснованы результатами ее измерения на представительных образцах керна из интервалов с высоким (более 80 %) его выносом.

В случаях, когда определение $K_п$ не реализуется по данным ГИС, коэффициенты пористости определяются на представительных образцах керна.

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ

Определение характера насыщения пород коллекторов необходимо для решения задачи о целесообразности спуска колонны и опробования промышленно-нефтегазоносных объектов. Достоверность определения характера насыщения существенно различна для поровых коллекторов, содержащих один тип насыщающего флюида (газ, нефть, воду) и для коллекторов со сложной структурой порового пространства, либо насыщенных двумя-тремя флюидами.

В общем случае поровые нефтегазонасыщенные коллекторы выявляют сопоставлением измеренных в скважине сопротивлений пластов ($\rho_п$) с граничным значением этих сопротивлений ($\rho_{п\ гр}$). Пласт считается продуктивным (т.е. содержит нефть или газ), если $\rho_п > \rho_{п\ гр}$, при $\rho_п \sim \rho_{п\ г}$ он водонасыщен. Дополнительными методами ГИС для определения характера насыщения являются опробование коллекторов приборами на кабеле (ГДК и ОПК) и повторные измерения стационарными (НК) и импульсными (ИННК) нейтронными методами.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕ- И ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ

Коэффициент нефтегазонасыщенности ($K_н$, $K_г$) определяется по коэффициенту увеличения электрического сопротивления пластов

$$P_н = 1/(1-K_н)^n,$$

где n — показатель, значение которого определяется смачиваемостью и глинистостью пород.

Коэффициент увеличения сопротивления $P_н$ определяется отношением удельного сопротивления продуктивного коллектора $\rho_п$ к удельному сопротивлению за его контуром $\rho_{вп}$ в скважинах, пробуренных на водной ПЖ, основной метод каротажа, применяемый для оценки нефтегазонасыщенности коллекторов с гранулярной (межзернистой) пористостью — метод сопротивлений (БКЗ, ИК, БК). Результаты интерпретации материалов ГИС оформляются в виде планшетов.

$K_н$ и $K_г$ определяются по материалам ИК и диэлектрического каротажа (ДК) при заполнении скважины токонепроводящей ПЖ. В отдельных скважинах $K_н$ и $K_г$ находят по данным НК и ИННК.

В коллекторах со сложной структурой порового пространства коэффициенты $K_н$ и $K_г$ могут определяться с использованием петрофизической

зависимости между коэффициентами насыщенности и пористости (в случае, если по данным ГИС эти параметры не определяются).

При наличии на месторождении скважин, пробуренных на безводной ПЖ, устанавливается зависимость между остаточной водой по керну и геофизическими характеристиками, которая может быть использована для определения $K_н$ и $K_г$ при условии оценки потерь воды в процессе отбора и анализа керна.

Значения коэффициентов $K_н$ и $K_г$, установленные по материалам ГИС, должны быть обоснованы результатами измерения $K_{во}$ и $K_{но}$ на образцах керна, отобранных на безводной и водной ПЖ, и по данным капиллариметрических исследований. Для предельно нефтенасыщенных коллекторов $K_н = 1 - K_{во}$; для газонасыщенных $K_г = 1 - K_{во} - K_{но}$ или $1 - K_{во}$.

Для газоконденсатных месторождений с содержанием конденсата более 100 г/м^3 при определении $K_{но}$ должна быть учтена доля конденсата, выпавшего в пустотном пространстве при подъеме керна на дневную поверхность.

Оценка характера насыщенности производится с целью установления положений контактов между флюидами — водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК) и газонефтяного (ГНК).

Положение ВНК или ГВК устанавливается с учетом толщины водонефтяной или газоводяной зоны, величина которой может меняться от долей метра до нескольких десятков метров. По условиям фильтрации пластовых флюидов эта зона делится на три части:

1) нижнюю, с однофазной фильтрацией воды;

2) среднюю, с двухфазной фильтрацией воды и нефти или газа;

3) верхнюю, в которой возможна только однофазная фильтрация нефти или газа.

Положения ВНК и ГВК устанавливают по границе между верхней и средней частями зоны с изменяющейся насыщенностью. При данном положении ВНК и ГВК производятся оценка запасов части залежи, обеспечивающей безводные притоки нефти или газа.

Если запасы нефти или газа в зоне двухфазной фильтрации составляют более 5 % суммарных запасов месторождения (залежи), то по границе между средней и нижней частями зоны с изменяющейся насыщенностью устанавливается положение другого контакта — ВНК или ГВК. В интервале глубин между ВНК (ГВК) и ВНК^1 (ГВК^1) производится оценка запасов части залежи, обеспечивающей притоки нефти (газа) с водой.

Определение положений ВНК и ГВК производится по материалам электрических методов ГИС сравнением удельного сопротивления пластов ($\rho_п$) или коэффициентов увеличения сопротивлений ($P_н$) с граничными (критическими) значениями $\rho_{п.гр}$ или $P_{н.гр}$. Коллекторы относят к нефтегазонасыщенным, если $\rho_п > \rho_{п.гр}$ или $P_н > P_{н.гр}$.

Определение положений ВНК^1 и ГВК^1 производят аналогично — сравнением $\rho_п$ и $P_н$ с граничными (критическими) значениями $\rho^1_{п.гр}$ и $\rho^1_{н.гр}$.

Граничные значения $\rho_п$ и $P_н$ устанавливают двумя способами — по результатам испытаний нефтегазонасыщенных и водонасыщенных пластов и (или) по результатам определений относительной фазовой проницаемости для нефти (газа) и воды на образцах керна.

Дополнительными методами ГИС для определения ВНК, ГВК и ГНК служат повторные измерения стационарным (НК) и импульсным (ИННК)

нейтронным каротажем, выполненные в обсаженных скважинах в ходе расформирования зоны проникновения. По результатам исследований керна положение ВНК обосновывается по измеренным значениям остаточной нефтенасыщенности.

Положения ВНК и ГВК в терригенных коллекторах с небольшой (1—2 м) зоной изменяющейся насыщенности или при ее отсутствии могут определяться также по материалам гидродинамического каротажа (ГДК) и с помощью опробователей пластов на кабеле (ОПК).

Положение ГНК устанавливается, как правило, по данным ГДК и ОПК, полученным в открытом стволе, и по материалам повторных измерений НК и ИННК, выполненных в обсаженных скважинах в ходе расформирования зоны проникновения.

Положения ВНК, ГВК и ГНК, установленные по материалам ГИС, должны быть подтверждены результатами испытаний не менее чем 3—5 интервалов в зонах однофазного притока,

В сложно построенных залежах, представленных чередованием проницаемых и непроницаемых прослоев малой толщины ($h < 0,5$ м) с резко изменяющимися фильтрационно-емкостными свойствами, когда положения контактов не определяются по материалам ГИС, их устанавливают по результатам испытаний пластов.

Глава 16

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЭТАП ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

16.1. ЗАДАЧИ И МЕТОДЫ РЕГИОНАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ

Региональные работы имеют важное значение для развития минерально-сырьевой базы. Высокий уровень приростов запасов нефти и газа в России и в граничащих с ней странах в значительной мере был обеспечен региональными геолого-геофизическими исследованиями. Развитие нефтяной и газовой промышленности на дальнюю перспективу во многом определяется эффективностью региональных работ, проводимых в настоящее время.

Региональные геолого-геофизические исследования являются составной частью единого геологоразведочного процесса на нефть и газ, предшествуют другим этапам работ в регионе и являются самостоятельным этапом геологоразведочных работ. Своевременное и опережающее изучение особенностей геологического строения, геологической истории и нефтегазоносности обеспечивает эффективное ведение поисковых работ на нефть и газ на исследуемой территории. (*Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, 2001*).

Целью региональных геолого-геофизических работ является изучение и выяснение основных закономерностей геологического строения неизученных или недостаточно изученных осадочных бассейнов и отдельных глубокопогруженных литолого-стратиграфических комплексов: выделение возможно продуктивных толщ, оценка перспектив нефтегазоносности крупных территорий с обоснованием прогнозных запасов нефти и газа по подгруппам D_2 и D_1, выделение и оконтуривание возможных зон нефтегазонакопления и обоснование на этой основе первоочередных районов для постановки поисковых работ на нефть и газ.

Последовательность проведения региональных работ показана на рис. 16.1. В зависимости от изученности перспективой территории региональные работы разделяются на две стадии: прогноза нефтегазоносности и оценки зон нефтегазонакопления. На первой стадии проводится изучение всего региона и дается общий прогноз нефтегазоносности, на второй последовательно — дается оценка зон нефтегазонакопления.

На стадии прогноза нефтегазоносности основным объектом исследования являются осадочные бассейны и их части.

Решаются следующие геологические задачи:

изучение геологического строения и общая оценка перспектив нефтегазоносности крупных территорий;

выявление основных перспективных литолого-стратиграфических комплексов, крупных зон генерации и аккумуляции углеводородов;

проведение качественной оценки и районирования территории по степени перспектив нефтегазоносности в пределах геоструктурных элементов 1-го порядка (сводов, впадин и др.);

выявление первоочередных районов для следующей стадии работ.

Работы этой стадии проводятся в регионах со слабоизученным глубин-

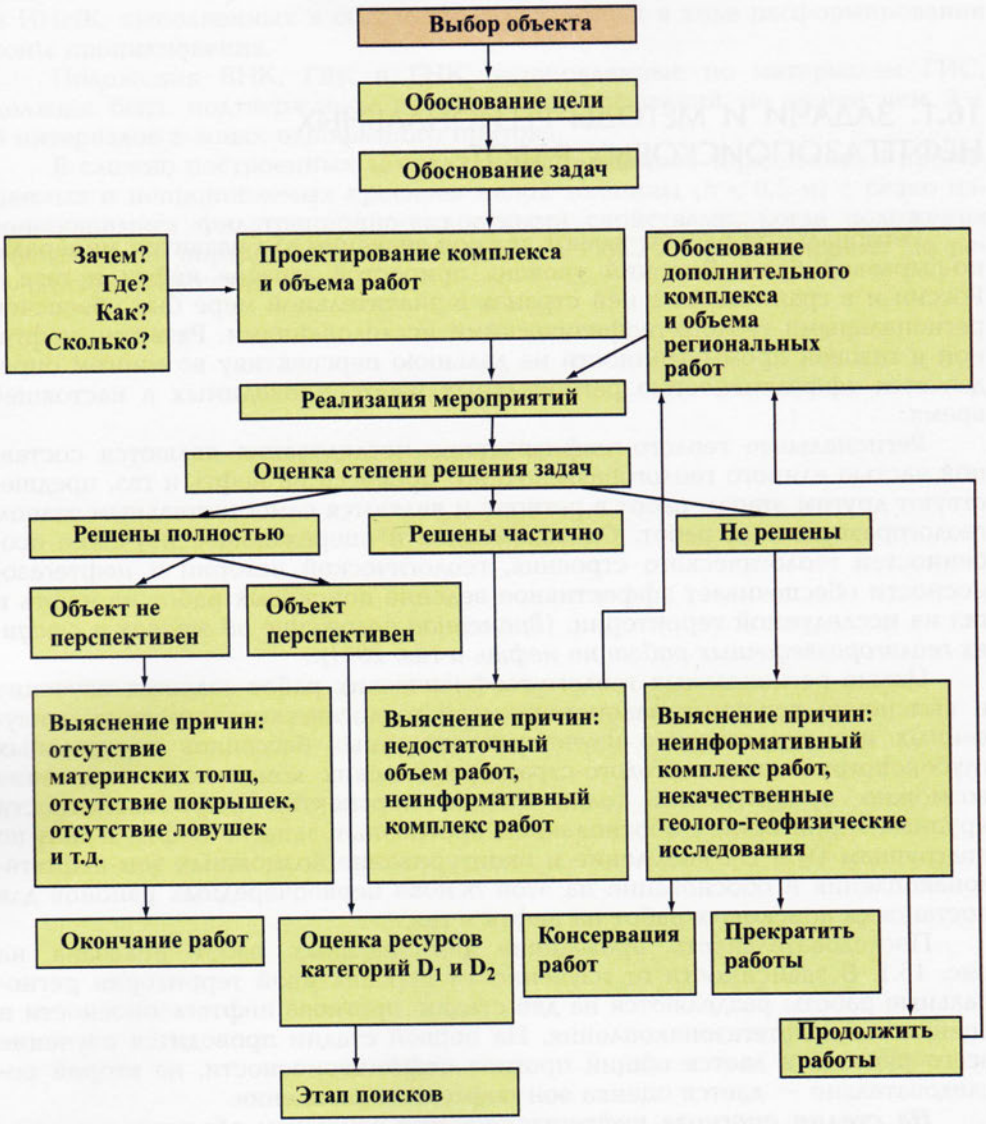


Рис. 16.1. Последовательность решения задач (операционная модель) на этапе региональных работ

ным строением и с неоднозначной оценкой перспектив нефтегазоносности всего осадочного чехла или отдельных структурно-формационных комплексов.

На стадии прогноза нефтегазоносности по результатам работ и обобщения материалов составляются отчеты (годовые и окончательные) о геологических результатах и оценке прогнозных ресурсов категорий D_2 и частично D_1. В окончательном отчете обосновывается выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований. К отчетам прилагаются следующие основные графические документы:

обзорная карта;

схема расположения профилей, физических точек наблюдений и скважин на исходной геологической и тектонической основе;

сводные нормальные геолого-геофизические разрезы отложений, изученных крупных геоструктурных элементов осадочного бассейна;

геолого-геофизические разрезы опорных и параметрических скважин с выделенными опорными и маркирующими горизонтами и с результатами испытания;

схемы межрайонной корреляции разрезов изученных отложений;

опорные геологические и геофизические разрезы, характеризующие строение бассейна и крупных структур;

схема тектонического районирования бассейна в целом или отдельной изученной его части;

литолого-фациальные схемы и палеосхемы нефтегазоперспективных комплексов разреза;

схемы нефтегазогеологического районирования с дифференцированием территории (акваторий) по перспективам нефтегазоносности и выделением первоочередных зон для проведения работ следующей стадии.

На стадии оценки зон нефтегазонакопления основными объектами исследования являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления.

Решаются задачи:

выявление по перспективным комплексам зон нефтегазонакопления, связанных с валами, зонами антиклинальных складок или участками регионального выклинивания пород комплекса (табл. 16.1) и др.;

уточнение региональных структурных соотношений между различными перспективными структурно-формационными комплексами;

прогноз типов ловушек, закономерностей распространения и изменения свойств пород-коллекторов и флюидоупоров;

выяснение фазового состояния углеводородов и количественная оценка их прогнозных ресурсов по подгруппам D_2 и D_1;

выявление новых зон нефтегазонакопления, связанных с ловушками неантиклинального типа в районах и комплексах с установленной промышленной нефтегазоносностью;

выделение наиболее перспективных участков и локальных объектов для постановки детальных геолого-поисковых работ.

Региональные работы этой стадии проводятся в пределах наиболее перспективных геоструктурных элементов, а также в отдельных областях и районах провинций с развитой нефтегазодобычей, обеспечивая своевременную подготовку новых объектов для поисково-разведочных работ в новых перспективных районах, глубокопогруженных комплексах или в зонах нефтегазонакопления неантиклинального типа.

Таблица 16.1

Основные виды работ и материалы, составляющие исследования

База данных и документация	База данных проекта: обзор геологической литературы и документации; организация базы данных; сбор материалов геолого-геофизических исследований прошлых лет
Стратиграфия	Сбор, стандартизация и контроль качества данных: скважинные данные (стратиграфия, биостратиграфия, геохимия) данные обнажений (при необходимости проведение геологической съемки или повторного анализа существующих данных)
Плитотектонические реконструкции	Сбор, стандартизация и контроль качества данных Построение моделей для различных периодов геологического времени Интеграция с данными исследований потенциальных геофизических полей Определение основных тектонических событий Региональная карта тепловых потоков (дня моделирования нефтегазовой системы) Карты максимального погружения бассейна (для моделирования нефтегазовой системы) Реконструкции для построения палеогеографических карт
Региональные сейсмо-, грави- и магниторазведочные исследования	Сбор, стандартизация и контроль качества данных Интеграция сейсмических, грави- и магнитометрических данных Привязка основных скважин к региональным сейсмическим разрезам Общее стратиграфическое расчленение разреза на сиквенсы Современные геологические профили (сейсмогеологические и (или) глубинные) Палеотектонические профили Хроностратиграфическая схема Тектоностратиграфическая схема Схематический или масштабированный разрез нефтегазоносного комплекса
Основные карты	Топографические и геологические карты инфраструктуры Структурные карты (временные и (или) глубинные) по каждой границе Карта изохор и (или) изопахит каждого крупного сиквенса Палеогеографические карты каждого крупного сиквенса

На стадии оценки зон нефтегазонакопления по результатам проведения работ и обобщения материалов составляются отчеты (годовые и окончательные) о геологических результатах и оценке ресурсов категорий D_1 и частично D_2. В окончательном отчете обосновываются выбор районов и установление очередности проведения на них поисковых работ. К отчетам прилагаются следующие основные графические документы:

обзорная карта;

карта геолого-геофизической изученности;

карта тектонического районирования;

схема расположения профилей и скважин (карта фактического материала) на геологической и структурной основе;

геолого-геофизические разрезы скважин с выделением нефтегазоперспективных и нефтегазоносных комплексов и с результатами испытания;

корреляционные схемы разрезов скважин, нефтегазоносных и перспективных комплексов, горизонтов и пластов с результатами их испытания;

опорные геологические разрезы, сейсмогеологические, временные и другие разрезы, проходящие через параметрические скважины;

структурные карты по основным структурным этажам и ярусам;

литолого-фациальные карты и палеосхемы перспективных комплексов и горизонтов;

карта важнейших критериев нефтегазоносности основных комплексов;

карта нефтегазогеологического районирования;

подсчетные планы нефтегазоносных комплексов с выделением эталонных и расчетных участков и границами развития нефтегазоносных комплексов;

карты перспектив нефтегазоносности и распределения плотности прогнозных ресурсов нефти и газа категорий D_1 и D_2.

Эффективность региональных работ в значительной степени зависит от качества научных исследований, проводимых комплексно по анализу и обобщению полученных фактических материалов. В результате стратиграфических исследований должен быть изучен геологический разрез, слагающий исследуемый осадочный бассейн, обоснованно произведено стратиграфическое расчленение, установлены перерывы и несогласия, выделены структурные этажи и произведено сопоставление разрезов, находящихся в разных частях изучаемой территории.

В результате тектонических, структурно-формационных, палеотектонических исследований должно быть проведено геотектоническое районирование с учетом морфологии, размеров и особенностей геологического развития структурных элементов различных типов. Итогом этих исследований являются тектоническая схема с выделением генетически различных крупных структур, а также региональные геолого-геофизические и структурные карты и профили. Важное значение для изучения особенностей истории развития имеют палеотектонические профили и карты мощностей.

На основе литолого-фациальных и палеогеографических исследований должен быть изучен литологический состав всех стратиграфических подразделений разреза и выяснены палеогеографические условия их образования; изучено наличие коллекторских толщ и покрышек и распространение их по разрезу и в плане. С этой целью по отдельным стратиграфическим подразделениям составляются литолого-фациальные карты с показом развития коллекторов, их свойств, мощностей и покрышек, а также палеогеографические схемы.

Не менее важное значение имеют геохимические исследования, направленные на изучение битуминозности разреза и геохимической обстановки осадконакопления, выделение нефтегазопродуцирующих комплексов и прослеживание их на рассматриваемой территории. В результате этих исследований составляются геохимические карты и разрезы, на которых следует намечать наиболее благоприятные зоны для нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Гидрогеологические исследования на основе выделения водоносных комплексов, изучения распространения различных типов вод, их минерализации, газонасыщенности, статических уровней, установления районов питания и разгрузки позволяют оценивать перспективы нефтегазоносности и степень сохранности возможных скоплений нефти и газа. Результаты указанных исследований представляются в виде гидрогеологических и гидрохимических карт.

Оценка перспектив нефтегазоносности базируется на совокупности всех указанных исследований по крупным стратиграфическим комплексам, для которых определяются различные по степени перспективности районы и намечаются первоочередные зоны и площади для постановки дальнейших поисковых работ. Комплекс указанных карт является основой для составления общей карты прогноза нефтегазоносности изучаемого района.

Региональные работы проводятся до тех пор, пока существуют благоприятные предпосылки для обнаружения новых нефтегазоносных комплексов, нефтегазоносных районов и зон нефтегазонакопления.

При проведении региональных работ объектами изучения являются фундамент и комплекс пород осадочного чехла.

Фундамент платформы изучается для определения глубины залегания нижней границы распространения толщи осадочных пород, для выделения крупных тектонических структурных элементов, региональных тектонических нарушений и для выявления особенностей строения нижних структурных этажей осадочного чехла, которые, как правило, унаследуют структуру фундамента.

Большое влияние на развитие структуры осадочного чехла оказывают глубинные разломы, которые представляют собой линейные или зональные нарушения в фундаменте и верхней мантии, образующие закономерно развивающиеся системы. Глубинные разломы являются границами отдельных блоков фундамента и определяют особенности формирования и строения осадочного чехла. Глубинные разломы во многих регионах контролируют процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления, поэтому их выявление и изучение является одной из задач региональных работ.

В отдельных нефтегазоносных регионах мира на локальных выступах фундамента благодаря зональной трещиноватости, или вторичной пустотности, образуемой за счет процессов выветривания, формируются нетипичные коллекторы, которые, контактируя с нефтесодержащими осадочными образованиями, могут быть также нефтенасыщены. При сочетании благоприятных условий нефтегазонакопления на отдельных локальных выступах фундамента могут образоваться залежи нефти, связанные с трещиноватыми неоднородными коллекторами. Нередко для таких залежей характерны высокие дебиты – более 100 т/сут. Запасы месторождения Белый Тигр, открытого в шельфе Вьетнама, превышают 100 млн т. Указанное обстоятельство предопределяет необходимость на стадии региональных работ особое внимание при интерпретации материалов уделять объектам, которые отвечают вышеуказанным признакам. Очевидно, что только методами региональной съемки нельзя установить залежи нефти в фундаменте, но выявить благоприятные объекты для постановки более детальных работ вполне реально.

Перечень основных видов работ и материалов, составляющих обобщающие исследования, приводится в табл. 16.1.

Подавляющее большинство открытых в настоящее время месторождений нефти и газа связано с разрезом осадочных пород платформенных и складчатых областей. Поэтому основной задачей региональных работ было и остается изучение состава и строения комплекса пород осадочного чехла. Мощность осадочного чехла в нефтегазоносных провинциях изменяется в широких пределах, от 1,5–2 км до 10–15 км, а в некоторых случаях достигает 20 км (Прикаспийская впадина и др.). Главная задача региональных работ при исследовании осадочного покрова нефтегазоносных провинций – установление структурных планов и определение типа деформаций толщ, контролирующих скопления нефти и газа (рис. 16.2). В составе осадочного чехла, как правило, выделяются несколько структурных этажей не только с несовпадающими структурными планами, но и даже с различными типами тектонических структур. Особенно четко это фиксируется в регионах, где

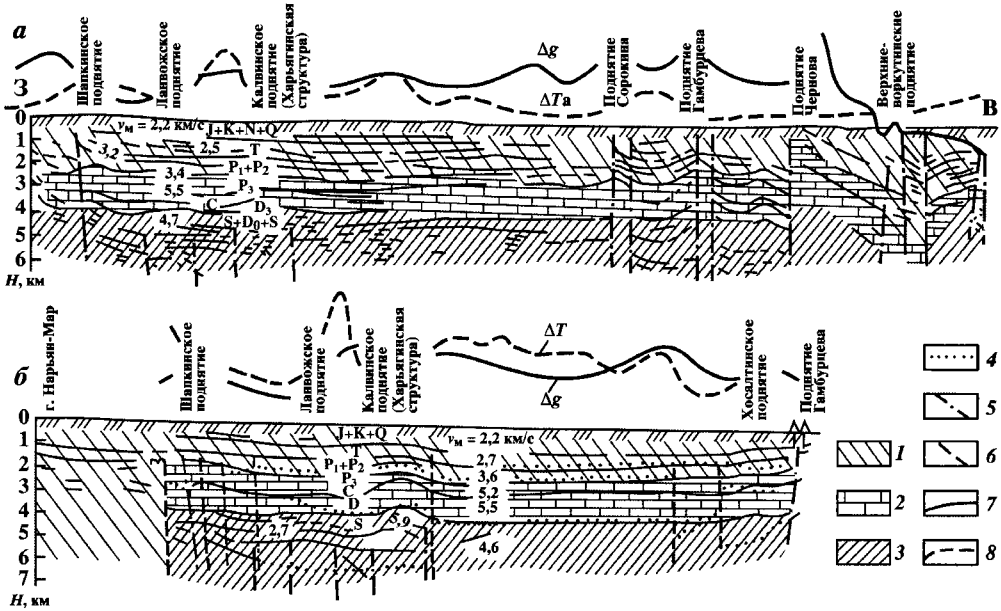


Рис. 16.2. Геолого-геофизические разрезы по региональным сейсмическим профилям I (*а*) и I-Южный (*б*), пересекающим Большеземельную тундру (по М.П. Зенченко, Г.В. Захаровой и Л.П. Топорской):

1 – верхняя терригенная толща; *2* – карбонатная толща; *3* – нижняя терригенно-карбонатная и карбонатная толщи; *4* – горизонт, выделенный МТП и МТЗ; *5* – нарушение, выявленное сейсморазведкой; *6* – то же, установленное МТП; *7* – отражающие горизонты; *8* – некоррелируемые отражения

развиты соленосные толщи (Днепрово-Донецкая, Прикаспийская, Амударьинская впадины и др.). В этих районах выделяются три структурных этажа: подсолевой структурный этаж, солевой структурный этаж (с интенсивными дислокациями – солянокупольная тектоника) и надсолевой структурный этаж – покровный этаж с пологими структурами.

16.2. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Проведение региональных геолого-геофизических работ регламентирует следующие геологические и экономические требования.

1. ***Направленность изучения.*** При проведении региональных исследований изучается весь комплекс задач при доминирующем и направляющем значении изучения тектонической структуры и истории формирования территории, в значительной степени определяющих размеры осадочного бассейна, развитие в нем продуктивных отложений и распределение зон нефтегазонакопления.

2. ***Глубинность изучения.*** Выход нефтегазопоисковых работ в районы сложного геологического строения окраин геосинклинальных областей и платформ, а также морских акваторий и необходимость изучения глубоко-

залегающих комплексов отложений требуют проведения глубинных буровых и геофизических исследований. На первой стадии региональных работ изучается земная кора на всю ее мощность по отдельным опорным профильным пересечениям в комплексе с опорным бурением. На второй стадии преимущественно изучается осадочный чехол на всю его мощность по сгущенной сети профильных наблюдений в комплексе с параметрическим и, в меньшем объеме, опорным бурением. Бурение опорных и параметрических скважин проводится на технически достижимую глубину.

3. ***Сроки работы.*** Перспективное и ежегодное планирование роста добычи и запасов промышленных категорий нефти и газа требует проведения региональных исследований в сроки, опережающие развитие поисковых и разведочных работ на 2–3 года, с целью концентрации их на главных направлениях, обеспечивающих высокую эффективность поисков и разведки.

4. ***Ограничение объемов изучения.*** Опыт региональных работ в различных нефтегазоносных провинциях, областях и районах показал, что рентабельным является ведение их в объемах, составляющих для опорного, параметрического бурения 10–40 % от общего объема глубокого бурения и для региональных геофизических работ 15–25 % от общего их объема в зависимости от сложности геолого-геофизических условий и степени геолого-геофизической изученности.

5. ***Комплексность исследований,*** достигаемая соединением дистанционных (космических) геологических, геофизических, геохимических и гидрогеологических методов изучения Земли (тяжелых и легких, прямых и косвенных, рекогносцировочных и детализирующих) при постоянном их совершенствовании и введением в комплекс новых эффективных видов региональных исследований. Комплекс должен предусматривать возможность дополнения и взаимной проверки информации, получаемой разными видами работ. Он должен включать геологические и геофизические методы, обеспечивающие всестороннее изучение всех необходимых геологических особенностей строения и нефтегазоносности осадочной толщи. Эти методы должны объединять как способы непосредственного изучения осадочной толщи (геологическая съемка), так и способы прогнозирования ее строения «сверху» (дистанционная съемка, аэрометоды, структурная геоморфология и неотектоника) и «снизу» (используя весь арсенал геофизических исследований – ГСЗ, КМПВ, МОГТ, гравиразведку, электроразведку и магниторазведку). Рациональный комплекс применения этих методов, прежде всего геологических и геофизических, обеспечивает эффективность региональных исследований.

6. ***Обязательное сочетание системы опорных и облегченных наблюдений.*** Региональные работы включают: точечные (бурение, геофизические зондирования), пунктирные (короткие профильные пересечения), профильные (региональные пересечения буровыми скважинами или геофизическими и геохимическими исследованиями) и площадные (дистанционная, геологическая, структурно-геоморфологическая и геофизическая съемки) наблюдения. При этом на части объектов исследования ведутся рядом методов по расширенной программе для создания опорной сети (скважин, профилей), а на остальной части – сети развития или сгущения – с облегченными наблюдениями по отдельным методам, со значительно суженными объемами доставляемой информации, контролируемой данными опорной сети. Плотность наблюдений (кондиция) на опорной и заполняющей сетях

устанавливается в зависимости от особенностей и сложности геологического строения региона и экономических предпосылок. Наиболее совершенными видами региональных работ являются площадные систематические съемки (дистанционные, геологические, геофизические) и опорное бурение, которые ведутся во всех осадочных бассейнах по общегосударственным требованиям, обеспечивают примерно равный оптимальный объем достоверной информации и имеют итоговые документы, унифицированные по своему оформлению. Целесообразным является комбинирование более редкой (общей – для выявления перспективных объектов) и сгущенной сетей наблюдений на перспективных объектах – поднятиях, зонах разломов и т.д.

7. ***Научное обобщение*** результатов региональных геолого-геофизических работ и составление плана этих работ на перспективу.

Типовой комплекс региональных геолого-геофизических работ на нефть и газ включает:

дистанционную (космическую), геологическую и структурно-геоморфологическую съемки;

геохимические, гидрогеологические и другие исследования;

электроразведку, аэромагнитную и гравиметрическую съемки;

сейсморазведку в различных модификациях в зависимости от особенностей геологического строения региона по системе опорных профильных пересечений;

бурение опорных, параметрических и структурно-профильных скважин на опорных профилях в различных структурно-фациальных условиях с проведением геофизических исследований в них и отбором керна;

научно-исследовательские работы по обобщению результатов регионального изучения с оценкой перспектив нефтегазоносности, обоснованием прогнозных ресурсов нефти и газа подгрупп D_2 и D_1 и выделением первоочередных районов для постановки поисковых работ.

В зависимости от геологических условий комплекс региональных работ и их последовательность могут быть скорректированы.

16.3. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Генеральные и многолетние научно и экономически обоснованные планы региональных геолого-геофизических работ составляются для каждого крупного региона (осадочного бассейна, его части или группы мелких бассейнов) и отражают задачи, глубинность, детальность изучения в зависимости от геолого-экономических особенностей территории и состояния ее изученности, рекомендуемый рациональный комплекс методов исследований, очередность и объем работ, необходимые технические средства и ассигнования на региональные работы, набор итоговых документов, распределение работ между отдельными организациями-исполнителями и примерные сроки выполняемых исследований, ожидаемые результаты.

Все виды региональных работ производятся по индивидуальным или групповым проектам по приказам организаций, утверждающих проекты геологоразведочных работ на нефть и газ.

Проекты на буровые региональные работы составляются и утверждаются до начала обустройства площади в соответствии с «Инструкцией по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин».

Перед составлением технического проекта даются геологические обоснования, разрабатываемые с учетом действующих инструкций («Инструкция по проводке опорных скважин и камеральной обработке материалов опорного бурения», «Инструкция по проводке и научной обработке материалов параметрических скважин»).

Региональные геолого-геофизические исследования финансируются за счет ассигнований на геологоразведочные работы на нефть и газ.

Планирование и отчетность по региональным геолого-геофизическим исследованиям, опорному, параметрическому и структурно-профильному бурению ведутся раздельно от работ других стадий поискового и разведочного процесса на нефть и газ.

По всем видам работ, проводимых на этапе региональных исследований, составляются годовые и окончательные отчеты, которые оформляются и сдаются в фонды в соответствии с требованиями «Инструкции о содержании и порядке составления геологических отчетов».

16.3.1. ОПТИМАЛЬНЫЙ ОБЪЕМ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ В РЕГИОНАХ, РАЗЛИЧНЫХ ПО СТЕПЕНИ ИЗУЧЕННОСТИ И СЛОЖНОСТИ СТРОЕНИЯ

Геологоразведочные работы на нефть и газ проводятся в регионах различной степени изученности и сложности геологического строения. В зависимости от этих показателей изменяются задачи региональных исследований и их типовой комплекс.

По степени изученности на перспективной в отношения нефтегазоносности территории в укрупненном виде выделяются три типа регионов.

Первый тип. Регионы неизученные (центральная часть Тунгусской синеклизы, Восточная Якутия, акватории северных морей), без однозначной оценки перспектив нефтегазоносности.

Второй тип. Регионы со слабой изученностью глубинного строения (большинство нефтегазоносных и нефтегазоперспективных районов, в том числе Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция).

Третий тип. Регионы хорошо изученные (Балтийская синеклиза, Припятская впадина, отдельные районы Волго-Уральской области и др.).

В регионах первого типа проводится весь комплекс работ, необходимый для решения задач первой и второй стадий регионального изучения территории.

В регионах второго типа завершаются в отдельных районах работы первой стадии регионального изучения, а основные объемы исследований закладываются на решение геологических задач второй стадии.

В регионах третьего типа региональные работы не проводятся или выполняются в небольшом объеме на отдельных участках, решая частные геологические задачи (изучение перспектив нефтегазоносности на глубинах свыше 5—6 км или глубоких горизонтов, ранее считавшихся малопер-

спективными, выявление и оконтуривание зон нефтегазонакопления неантиклинального типа и т.д.).

В укрупненном виде по сложности геологического строения все нефтегазоносные и нефтеперспективные регионы разделяются на три группы:

— регионы простого строения (Балтийская и Вилюйская синеклизы). По всему разрезу отмечается удовлетворительное совпадение структурных планов. Имеется хорошая выдержанность сейсмических горизонтов, что обеспечивает надежное их прослеживание и построение структурных карт с необходимой точностью;

— регионы сложного строения (Прикаспийская и Московская синеклизы, Днепрово-Донецкая впадина, Ангаро-Ленская и Непско-Ботуобинская антеклизы, отдельные районы Волго-Уральской антеклизы). В разрезе наблюдаются несоответствие структурных планов двух и более структурных комплексов, проявление соляной тектоники, малые амплитуды структур. Разрез характеризуется высокими и невыдержанными значениями скоростей сейсмических волн, наличием изменчивой по мощности и скоростям зоны пониженной скорости (ЗПС). Поверхностные условия являются сложными. Имеются волны-помехи;

— регионы весьма сложного строения (Тунгусская синеклиза, районы Закавказья и др.). Разрез характеризуется несоответствием структурных планов. Среди осадочных толщ развиты трапповые формации, образующие сплошные покровы значительной мощности. Локальные структуры имеют сложное строение. Дифференциация разреза по физическим свойствам слабая. Сейсмические горизонты в разрезе не выдержаны, наблюдаются интенсивные волны-помехи. Поверхность фундамента характеризуется слабой эффективной плотностью.

Платформенные районы Тимано-Печорской провинции и внешняя зона Предуральского краевого прогиба относятся ко второй группе — сложного строения. Районы внутренней зоны Предуральского краевого прогиба относятся к третьей группе — очень сложного строения.

В *перспективных районах простого геологического строения* выявление и оконтуривание основных зон нефтегазонакопления в ловушках антиклинального типа проводится геологической съемкой, электро- и сейсморазведочными работами и бурением сети опорных и параметрических скважин. При этом решение задач достигается при минимальном объеме региональных работ при плотности сети секущих сейсмических профилей до 10 км (0,1 км/км^2), опорного и параметрического бурения — одна скважина на 800—1000 км^2.

В *перспективных районах сложного и весьма сложного геологического строения* допускается этажность регионального изучения основных зон нефтегазонакопления по отдельным продуктивным комплексам, решение задач осуществляется всем комплексом видов региональных геолого-геофизических работ при резком возрастании объемов трудоемких дорогостоящих сейсморазведочных работ (МОГТ, КМПВ) и бурения опорных и параметрических скважин. Большое значение приобретают опытно-методические исследования по оптимальному комплексированию различных геофизических методов и бурения для получения необходимой геологической информации о строении отдельных продуктивных комплексов. Плотность региональной сети секущих сейсмических профилей на основных зонах нефтегазонакопления возрастает до 5 км (0,5–1,0 км/км^2), а параметриче-

ского бурения — до одной скважины на 500 км^2, а местами на 100—200 км^2 (1,5–5,0 км на км^2).

Региональные работы по выявлению к оконтуриванию зон нефтегазонакопления неструктурного типа, как правило, должны вестись одновременно с исследованиями по обнаружению антиклинальных залежей. Исключение могут составлять районы, где фонд локальных структур практически исчерпан. В этом случае региональные работы на выявление зон развития неструктурных ловушек проводятся после поисково-разведочных работ на антиклинальных структурах. При этом вся геологическая информация, полученная в результате поисково-разведочных работ (особенно по изменению литолого-фациальных и палеотектонических характеристик), тщательно обрабатывается и обобщается.

16.4. ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Основными результатами региональных геолого-геофизических работ первой стадии (прогноза нефтегазоносности) являются качественная оценка нефтегазоносности, которая отражается на картах перспектив нефтегазоносности, где выделяются земли различной степени перспективности, и обоснование районов для проведения региональных работ второй стадии.

Эффект от проведения региональных работ первой стадии определяется по величине приращенной площади перспективных земель и удельным затратам на изучение 1 км^2 перспективных земель.

По итогам региональных работ второй стадии (оценки зон нефтегазонакопления), с учетом данных поисковых и разведочных работ, дается или уточняется количественная оценка перспектив нефтегазоносности регионов отдельных областей и районов в их пределах с выделением прогнозных ресурсов углеводородов группы D.

Анализ результатов данной стадии региональных работ осуществляется по следующим показателям:

величина приращенных прогнозных ресурсов углеводородов группы D;

изменение соотношения прогнозных ресурсов углеводородов подгрупп D_1 и D_2;

удельные затраты на приращение 1 млн т прогнозных ресурсов углеводородов подгрупп D_1 и D_2.

Показателем косвенной оценки эффективности работ этой стадии могут служить затраты на 1 км^2 изученной территории.

16.5. КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

16.5.1. ПРИНЦИПЫ И МЕТОДЫ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Цель количественного прогноза нефтегазоносности — это определение общей величины, пространственного распределения ресурсов УВ, а также

их внутренней структуры – фазового и агрегатного состояния скоплений УВ, распределения месторождений по крупности и глубинам залегания, содержания попутных компонентов, геолого-промысловых характеристик и т.д. (*Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000.*)

Методы прогноза – это совокупность процедур, включающих выбор критериев и объектов прогноза, способы оперирования с критериями (экспертные, графические, математические и др.), приводящие к решению поставленной задачи. Методы прогноза в большой степени зависят от масштаба (размеров) прогнозируемого объекта и должны обеспечивать разделение области прогноза на отдельные участки, существенно отличающиеся друг от друга по плотности ресурсов углеводородов. Суммарная количественная оценка ресурсов всей области прогноза при этом складывается из оценок входящих в нее участков. Методы или способы прогноза ресурсов, не обладающие дифференцирующим свойством, а дающие только их интегральную оценку, могут использоваться как вспомогательные. Вместе с тем на ранних этапах изученности региона они являются единственно возможными.

Задача всех видов прогноза нефтегазоносности – с помощью аппарата прогноза распространить данные о нефтегазоносности, установленные на относительно хорошо изученных эталонных участках, на менее изученные (расчетные). Для количественной характеристики действенности прогнозирующего аппарата (моделей, зависимостей, функций и т.д.) часть эталонов в процессе его конструирования («обучения») не участвует, а остается для контроля («экзамена»).

Состояние геолого-геофизической изученности района и возможности прогноза ресурсов углеводородного сырья тесно взаимосвязаны. При низкой изученности района в результате решения основной задачи прогноза оцениваются удельные (на площадь или объем) ресурсы всей суммы углеводородов. При возрастании степени изученности удельные ресурсы нефти и газа должны оцениваться раздельно уже при решении основной задачи.

Требования практики к большой детальности результатов – раздельный учет запасов нефти, газа, конденсата, учет низкодебитных и высокодебитных ресурсов, учет ресурсов в залежах различного размера и т.п. – осуществляются решением дополнительных задач прогноза, таких, как прогноз фазовых состояний, прогноз размеров залежей и других, то есть определением структуры ресурсов.

С.А. Винниковский выделил два принципа решения задач количественного прогноза нефтегазоносности:

А. Прогноз на основе установления зависимостей между концентрацией ресурсов и геологическими, геофизическими и геохимическими параметрами.

Б. Прогноз на основе установления зависимостей между показателями динамики и характеристиками процесса освоения ресурсов.

Задачи типа «А» решаются с использованием принципа геологической аналогии, предусматривающего вычисление количественных мер сходства между эталонной выборкой и объектом расчета. По особенностям использования общей теоретической модели нефтегазонакопления способы решения задачи прогноза первого типа объединяются в метод сравнительных геологических аналогий, а также объемно-статистический, объемно-балансовый, объемно-генетический методы.

Метод сравнительных геологических аналогий (МГА) подразделяется на две группы способов прогнозирования. Первая из них – группа геологических способов. Они отличаются тем, что в них количественно анализируют ограниченное число (4–6) геолого-геофизических переменных. Эти способы дают частично зависимые друг от друга результаты. Особенности каждого отражены в их названиях:

а) ***удельных плотностей запасов на единицу площади;***

б) ***удельных плотностей запасов на единицу объема.***

Общность геологических способов метода сравнительных аналогий состоит в применении единой меры сходства эталонного и расчетного участков – так называемого коэффициента аналогии, который учитывает изменения наиболее существенных для каждого способа подсчетных параметров.

К группе геологических способов МГА с некоторой условностью можно отнести **объемно-статистический и объемно-балансовый методы** прогнозной оценки слабоизученных территорий. Они основаны на положении о том, что ресурсы нефти и газа не только генетически, но и пространственно связаны с осадочными породами. Принцип геологической аналогии реализуется в переносе объемной плотности ресурсов углеводородов на объем неметаморфизованного осадочного выполнения, установленного в изученном бассейне, который принимается за внешний эталон, на неизученную, но геологически сходную территорию. Как правило, эти методы используются на ранних стадиях геологического прогноза.

Вторая группа реализации принципа МГА — **способы многомерного математического моделирования**. Они используют возможности математического аппарата и компьютерных технологий для обработки больших объемов геолого-геофизической информации и выведения зависимостей между концентрацией ресурсов и параметрами геологической среды. Принцип аналогии здесь реализуется в оценке на эталонной выборке степени долевого участия различных переменных в формировании плотности ресурсов и перенесении его на объекты прогноза в виде коэффициентов уравнений регрессии, факторных нагрузок и т.п. с использованием оценки меры сходства условий нефтегазоносности эталонов и объектов прогноза различными методами (регрессионный анализ, метод распознавания образов и др.).

Обособленное положение по отношению к методам геологической аналогии занимает **объемно-генетический метод** (ОГМ), заключающийся в оценке общего объема УВ, эмигрировавших из нефтегазоматеринских толщ источника генерации, и потерь УВ в процессе их миграции и аккумуляции. Метод использует балансовую модель нефтегазонакопления. Определение количества эмигрировавших УВ — наиболее точная и объективная часть объемно-генетической оценки. Определение же потерь на путях миграции от очага генерации до объекта первичной аккумуляции и при транзите через зоны аккумуляции, а также в результате переформирования и разрушения залежей, вносит определенные погрешности. Наиболее эффективно применение ОГМ для оценки крупных территорий со слабо разведанными ресурсами. Оценки с помощью ОГМ объектов, которым свойственна значительная изменчивость системных характеристик, обусловливает необходимость применения специфических методических приемов, в том числе и выделения расчетных и эталонных участков, то есть сближения с методом сравнительных аналогий. Это все более полно проявляется по мере снижения ранга оцениваемого объекта.

Задачи прогноза типа «Б» решаются **историко-статистическим методом**, который основан на принципах ретроспективного анализа и экстраполяции показателей динамики освоения природных ресурсов УВ. Этот метод дает интегральные оценки ресурсов крупных хорошо изученных объектов. Используются парные зависимости вида: «запасы—время», «добыча—время», «прирост запасов — объем бурения», «добыча—запасы» и т.д. Эти зависимости аппроксимируются линейными или нелинейными моделями. Соответственно различаются линейные и нелинейные способы историко-статистического прогнозирования. В обоих случаях эталонами служат установленные к моменту прогноза ряды динамики показателей освоения ресурсов.

Современный количественный прогноз нефтегазоносности должен основываться на одновременном использовании комплекса методов и способов оценки. Целесообразность применения различных методов связана прежде всего со спецификой их результатов. Каждый из описанных методов и способов прогноза с разной детальностью анализирует отдельные стороны общего процесса нефтегазонакопления или освоения ресурсов УВ. Так, объемно-генетический метод подчеркивает генерационный и консервационный потенциалы расчетных участков, историко-статистический – вероятностный характер выявления и исходного распределения скоплений УВ в объектах прогноза и т.п.

Оценки прогнозных ресурсов УВ одного и того же геологического объекта разными методами, безусловно, зависят друг от друга в связи с использованием одних и тех же эталонов, некоторых общих подсчетных параметров, схожих моделей прогноза и т.п. Эти зависимости имеют косвенный или опосредованный характер. В то же время качественные и количественные различия используемых данных и аппарата сравнительной геологической аналогии обычно бывают столь велики, что относительно объективный результат прогноза может базироваться только на совокупности оценок, полученных разными методами. Возможность применения того или иного метода определяется исходной информационной базой прогнозирования.

На основании вышеизложенного *при выборе общей модели, способа и параметров прогнозирования рекомендуется соблюдать следующие основные принципы:*

1) использование максимального объема имеющейся информации;

2) соответствие набора моделей и методов этапу изучения, в котором находится исследуемый регион;

3) доказательство действенности модели на материалах «обучения» и «экзамена»;

4) оптимизация модели по числу и характеру включаемых параметров;

5) вероятностное представление результатов прогноза.

Согласно ***первому принципу*** во всех случаях следует отдавать предпочтение тем методам или способам прогнозирования, которые позволяют использовать максимальный объем имеющейся на момент прогноза (геологической, геохимической, геофизической, а также ресурсно-статистической) информации.

Согласно ***второму принципу*** по мере повышения детальности поисково-разведочных работ следует применять все более развитые модели и методы количественного прогноза нефтегазоносности. Так, например, если на этапе регионального изучения объекта, как правило, используются методы

удельных плотностей запасов на единицу площади или объема, объемно-статистический метод, простейшие математические модули с «внешними» эталонами и т.д., то на этапе поиска и детализации возможно применение также усложненных математических методов. На завершающих стадиях освоения ресурсов «центр тяжести» прогноза смещается к историко-статистическим методам. Возможность использования все более сложных методов не исключается, а, наоборот, предопределяет необходимость контроля и пополнения их результатов более простыми способами.

Согласно ***третьему принципу*** действенность любой выбранной модели должна быть доказана на материалах эталонной выборки. В геологических способах метода аналогий и в объемно-генетическом методе, когда число эталонных участков ограничено, для доказательства действенности моделей может применяться «внутренний» прогноз с эталона на эталон. В способах многомерного моделирования и историко-статистическом методе действенность моделей обосновывается оценками достигнутой тесноты связи изучаемых переменных на обучающей выборке, а также ошибками на контроле.

Согласно ***четвертому принципу*** в способах многомерного математического моделирования оптимальной считается такая модель, которая содержит наименьшее число слабо зависящих друг от друга параметров и дает допустимые погрешности прогноза на всех элементах эталонной выборки. Оптимизация моделей достигается за счет: а) исключения параметров, плохо обеспеченных результатами наблюдений; б) учета парных корреляционных зависимостей между параметрами; в) оценки статистической значимости каждого переменного в модели и включения только наиболее информативных из них; г) факторизации переменных, а также ряда других приемов.

Согласно ***пятому принципу*** результаты разделения области прогноза на отдельные зоны, различающиеся по плотности прогнозных (или начальных) ресурсов углеводородов, даются в виде интервальных оценок. Для каждой такой зоны с выбранной доверительной вероятностью устанавливаются минимальная, средняя (или медианная) и максимальная оценки.

16.5.2. ПРИНЦИПЫ ВЫДЕЛЕНИЯ И ТРЕБОВАНИЯ К ЭТАЛОННЫМ И РАСЧЕТНЫМ УЧАСТКАМ

Как отмечено выше, принцип сравнительной геологической аналогии является главенствующим в оценке ресурсов углеводородов неисследованных территорий. Суть этой универсальной методологии заключается в двух операциях:

а) выделении хорошо изученного нефтегазоносного объекта, принимаемого за эталон;

б) переносе установленной плотности ресурсов УВ с эталона на прогнозируемый (расчетный) участок на основании разработанной процедуры и с учетом необходимых поправок (коэффициентов) на меру геологического сходства (аналогии) эталонного и прогнозируемого участков.

Эталонный участок (ЭУ) — объект в геологическом пространстве, выделяемый в объеме нефтегазоносных пород и содержащий (или не содержащий) залежи углеводородов. Необходимым условием выделения эталонного объекта является относительно хорошая его изученность, в первую

очередь бурением, и, следовательно, наличие комплекса информативных картируемых геолого-геофизических и геохимических характеристик объекта.

Граница эталонного участка проводится между месторождениями или посередине между структурой и месторождением таким образом, чтобы в эталон вошли только изученные территории (месторождения, пустые площади и структуры), а со стороны менее изученных территорий — на среднем расстоянии от месторождений и структур, включенных в эталон. Поэтому площадь эталона существенно зависит от расстояния между объектами, а значит, и от изученности территории геофизическими методами.

В реальных условиях зачастую невозможно добиться, чтобы эталон по всему периметру контролировался парами «структура—месторождение». Отдельные участки примыкающих территорий недостаточно исследованы, и на них граница может быть произвольно сдвинута в ту или другую сторону. Поскольку никакие характеристики эталона, кроме площади, при этом не изменяются, одним и тем же параметрам могут быть поставлены в соответствие различные плотности запасов, что обусловлено только неоднозначностью положения границ. Для тех участков, границы которых не контролируются парой «структура—месторождение», нужно проводить границу на таком расстоянии от вошедших в эталон объектов, которое соответствовало бы среднему значению этого расстояния между соседними структурами или месторождениями.

Совокупность эталонных объектов должна наиболее полно отражать разнообразие геологических условий в оцениваемом регионе, выраженное в геолого-геофизических и геохимических параметрах эталонов. Последние должны описывать максимальный диапазон их изменчивости в пределах оцениваемого региона, а область определения оценок плотностей запасов должна быть максимальной, чтобы охватить все условия, встречающиеся на подсчетных (оцениваемых) участках.

Эталонные объекты в разрезе должны выделяться для каждого объекта оценки прогнозных ресурсов. К таковым относятся нефтегазоносные комплексы и крупные резервуары. Границы эталонных участков для разных комплексов могут совпадать или не совпадать в плане.

Изученность эталонного участка должна обеспечивать возможность надежного определения плотности запасов на эталоне, для определения которых используются: накопленная добыча (суммарных УВ, нефти, жидких УВ, газа и т.д. — в зависимости от того, что оценивается), ***текущие запасы категорий* АВС$_1$ и С$_2$ *месторождений***.

Необходимо учитывать, что абсолютно разведанных и изученных эталонов нет, вследствие чего большинство реальных эталонов, как правило, сохраняют ту или иную часть нереализованных прогнозных или перспективных ресурсов. Во-первых, запасы открытых месторождений всегда определены с большей или меньшей погрешностью, во-вторых, разведка территории производится всегда какой-то определенной сетью профилей, скважин, методами с конечной разрешающей способностью, вследствие чего месторождения, меньшие определенного размера, оказываются пропущенными. Поэтому необходимо оценить возможные результаты доразведки и открытия новых залежей, то есть добавить ресурсы категории C_3 и D_1. Величина добавленных (по сравнению с балансом) на эталоне ресурсов не должна превышать 30 % всех запасов эталона, а ресурсов D_1 не должна превышать 15 %.

Расчетный (подсчетный) участок (РУ) — элементарный объект оценки неразведанных ресурсов, выделяемый в плане территории в соответствии с масштабностью (уровнем) прогноза.

Расчетный участок, как и эталонный, может занимать различное геоструктурное положение (располагаться на вершине свода, на склоне и т.д.), по-разному располагаться относительно непроницаемых барьеров. Положение подсчетного участка предопределяет и характер перераспределения углеводородов. Площадь эталонного участка должна быть соразмерна с площадью расчетного участка.

Число типов подсчетных участков определяется исходя из требований практики, полноты использованных моделей, охарактеризованностью различных условий эталонами.

Существенные ограничения на размер и форму подсчетных участков накладываются в зависимости от характера распределения в его пределах подсчетных параметров. Обычно, чем больше по площади подсчетный участок, тем больше разброс параметров. Если используемые в количественной формуле параметры независимы и распределены нормально, то увеличение площади не ведет к искажению подсчета. Однако в большинстве реальных случаев это далеко не так: большая или меньшая коррелируемость параметров неизбежна.

16.5.3. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ МЕТОДА СРАВНИТЕЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ АНАЛОГИЙ

Сущность методологии заключается в определении на эталоне средней удельной плотности ресурсов углеводородов, приходящейся на:

а) единицу площади;

б) единицу объема с последующим ее переносом на подсчетные участки с помощью коэффициента геологической аналогии. Последний определяется частными коэффициентами аналогии, которые выбираются, исходя из особенностей геологического строения региона и набора информативных параметров в соответствии с принципами, изложенными в предыдущем разделе. Коэффициенты аналогии в общем виде должны иметь значения в пределах $0{,}5 < K_{ан} < 2$.

СПОСОБ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ ПО УДЕЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ НА ЕДИНИЦУ ПЛОЩАДИ

Специфика способа определяется его названием. Расчетные формулы имеют вид:

$$q_э = Q_э/S_э,\ Q_р = q_э \cdot S_р \cdot K_{ан},$$

где $Q_э$, $Q_р$ — ресурсы эталонного и расчетного участков; $q_э$ — плотность ресурсов на единицу площади пород эталонного участка; $S_э$, $S_р$ — площади пород эталонного и расчетного участков соответственно; $K_{ан}$ — сводный коэффициент аналогии.

При отсутствии открытых месторождений на расчетных участках следует использовать предполагаемое отношение площади залежей к площади всех структур с учетом принятого коэффициента успешности или коэффи-

циента заполнения ловушек по площади, равного частному от деления суммы площадей залежей на сумму площадей всех ловушек на участке.

При оценке приуроченных к разломам зон, характеризующихся распространением пластовых залежей главным образом тектонически экранированного типа, не всегда удается надежно определить ширину, а следовательно, и площадь примыкающих к разлому перспективных расчетных участков. Судя по результатам поисково-разведочных работ в различных районах страны, ширина залежей этого типа, как правило, колеблется в небольших пределах. Поэтому ее условно можно принять одинаковой на эталонном и расчетном участках.

Основным фактором, определяющим выбор того или иного метода оценки НСР УВ, является исходная информационная база прогнозирования, т.е. степень изученности территории. Рассмотрим в качестве примера ***Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию*** (ТПП). По степени изученности, в соответствии с «Методическими указаниями» (1983 г.), ***эта провинция*** находится на IV этапе: большая часть крупных локальных структур в пределах регионально приподнятых зон детализирована и разбурена, все больше вводится в бурение сложно построенных нетрадиционных объектов (ловушки комбинированного типа, на больших глубинах и т.д.), открываются в основном мелкие и реже крупные месторождения, в больших масштабах ведутся геофизические работы и глубокое бурение, эффективность поисково-разведочных работ резко упала.

Исходя из существующей степени изученности региона, определяющим методом для количественной оценки перспектив нефтегазоносности ТПП выбран **метод сравнительных геологических аналогий** (способ средних удельных плотностей запасов на единицу перспективной площади). Выбор эталонных участков производится в соответствии с «Методическими указаниями».

$Q_{эт}$ — сумма всех начальных суммарных ресурсов на эталонном участке включает:

запасы нефти, газа (свободного и растворенного) и конденсата категорий ABC_1 и C_2, учтенных госбалансом по состоянию на 01.01.01 г.;

локализованные ресурсы УВ категорий C_3 и D_1 на подготовленных к бурению объектах. Они принимаются с учетом коэффициента достоверности ресурсов на подготовленных структурах, в среднем по ТПП 0,596;

локализованные ресурсы категории D_1 на выявленных объектах. Они принимаются с учетом коэффициента достоверности ресурсов на подготовленных структурах и умножения его на 0,8;

забалансовые запасы нефти и газа (при их наличии).

В случае недостаточной изученности эталонов в полученную величину его НСР ($Q_{эт}$) вводится поправка за недоразведанность.

Прогнозная оценка ресурсов расчетного участка $Q_{р.у}$ определяется по формуле:

$$Q_{р.у} = \rho_{эт} \cdot S_{р.у} \cdot K_{ан},$$

где $S_{р.у}$ — площадь расчетного участка; $K_{ан}$ — коэффициент аналогии.

В большинстве случаев выбранные эталонные участки являются внутренними, т.е. принадлежат к одному и тому же с расчетными участками нефтегазоносному району или тектоническому элементу 2-го порядка. Однако в отдельных случаях для оценки ресурсов используются и внешние

эталоны, особенно на территории Предуральского краевого прогиба, а также экспертные оценки (в этом случае учитываются как НСР-запасы локального фонда расчетного участка с поправкой на недоразведанность).

Для расчета коэффициентов аналогии используются поправочные коэффициенты, учитывающие различие по сравнению с эталоном коллекторских свойств пород (K_1), мощности комплекса и доли коллекторов в разрезе (K_2), качества флюидоупора (K_3) и структуроносности (K_4).

Величина $K_{ан}$ определяется как произведение вышеуказанных коэффициентов. Для определения величины последних на каждом из расчетных участков используются карты нефтегазогеологического и тектонического районирования, карты важнейших критериев нефтегазоносности, отражающие качество коллекторов и покрышек, структурные карты и карты районирования по фазовому составу УВ и их качеству для каждого из выделяемых нефтегазоносных комплексов.

СПОСОБ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ ПО УДЕЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ НА ЕДИНИЦУ ОБЪЕМА

Способ применяется в условиях средней изученности расчетных участков, при которой известны общие объемы осадочного выполнения и различных его составляющих, а также объективные геолого-геофизические параметры, необходимые для подсчета сводных коэффициентов аналогии.

Оцениваемые этим способом нефтегазоносные комплексы должны характеризоваться в области прогноза относительно однородным строением и почти повсеместным распространением.

Расчеты производятся по формулам:

$$q_э = Q_э/V_э,\ Q_р = q_э \cdot V_р \cdot K_{ан},$$

где $Q_э$, $Q_р$ – ресурсы эталонного и расчетного участков; $q_э$ – плотность ресурсов на единицу объема пород эталонного участка; $V_э$, $V_р$ – объемы пород эталонного и расчетного участков; $K_{ан}$ – сводный коэффициент аналогии.

В относительно хорошо изученных глубоким бурением районах, где на эталонных и прогнозируемых участках исследованы параметры коллекторских толщ, может быть использован способ расчета по удельным плотностям запасов, приходящимся на единицу объема пород-коллекторов. Однако во многих случаях сохраняется опасность принципиальной ошибки. Если, например, от крыльев к сводам локальных структур мощности коллекторских толщ уменьшаются, а доля скважин, пробуренных на сводах структур расчетного участка, значительно больше, чем на эталоне, то средняя мощность пород-коллекторов на расчетном участке будет занижена. В этом случае рекомендуется предварительно разделить все скважины расчетного участка на однородные в структурном отношении группы («сводовые», «крыльевые», «межструктурные» и т.п.) и взвешивать средние мощности каждой группы на ту часть площади, которую она характеризует. Основные закономерности изменения мощности и веса групп определяются по наиболее хорошо изученным эталонам. Коэффициент аналогии будет учитывать изменения средней взвешенной мощности коллекторов, их пористости и других параметров.

16.5.4. ОБЪЕМНО-ГЕНЕТИЧЕСКИЙ МЕТОД

Объемно-генетический метод (ОГМ) количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата разработан на основе осадочно-миграционной теории генезиса нефти и газа.

Прогнозные ресурсы углеводородов определяются на основе количественного моделирования всего комплекса природных процессов, обусловливающих образование нефти и газа из органического вещества материнских пород, эмиграцию углеводородов из материнских пород в резервуары, дальнейшую миграцию нефти и газа в коллекторах и аккумуляцию их в ловушках.

Прогнозные ресурсы нефти и газа определяются с учетом количества генерированных и эмигрировавших из материнских пород жидких и газообразных углеводородов за вычетом потерь нефти и газа при их миграции в коллекторах и аккумуляции в ловушках.

Последовательность исследований при использовании объемно-генетического метода включает:

1. Изучение распределения концентраций органического вещества (ОВ) и его генетических типов в основных литолого-стратиграфических комплексах осадочного чехла изучаемого объекта. Завершается построением карт распределения концентраций и генетического типа ОВ ($C_{орг}$) в основных комплексах.

2. Изучение катагенетической зрелости ОВ материнских пород в основных комплексах отложений осадочного чехла исследуемого объекта. Завершается построением карт катагенетической зрелости ОВ материнских пород.

3. Изучение закономерностей превращения нерастворенной части ОВ (керогена) и его сингенетичных битумоидных и газовых компонентов материнских пород на последовательных этапах катагенеза. Завершается созданием эмпирических моделей превращения керогена, битумоидных и газовых компонентов ОВ на последовательных этапах катагенеза.

4. Выделение изучаемого объекта на основе построенных эмпирических моделей нефтематеринских отложений, в которых на определенных градациях катагенеза и глубинах погружения проявилось обусловленное генерацией нефти значительное возрастание концентрации битумоида и нефтяных углеводородов в ОВ, а затем обусловленное нарастанием эмиграции нефти падение концентрации битумоида и нефтяных УВ в ОВ, т.е. имело место проявление главной фазы нефтеобразования.

5. Создание на основе эмпирических моделей превращения ОВ и проведения теоретических расчетов балансовых моделей, количественно описывающих генерацию и эмиграцию нефти и УВ газа на последовательных этапах катагенеза ОВ материнских пород.

6. Построение с учетом количественных моделей генерации нефти и газа и необходимых параметров нефтегазоматеринских пород (плотность, мощность, тип, концентрация, катагенетическая зрелость ОВ) карт плотностей генерации и эмиграции нефти и газа.

7. Выделение на палеоструктурных картах, построенных на геологическое время, проявления активного нефте- и газообразования, зон проявления главных фаз нефте- и газообразования, нефте- и газосборных площадей и связанных с ними зон аккумуляции углеводородов, т.е. выделение

автономных генерационно-аккумуляционных систем, для которых целесообразно оценивать прогнозные ресурсы нефти и газа.

8. Моделирование миграции и расчет миграционных потерь нефти и газа на путях миграции от материнских пород до зон аккумуляции и отдельных ловушек, существовавших на время проявления активного нефте- и (или) газообразования.

9. Количественную оценку прогнозных ресурсов нефти и газа по разности между количеством эмигрировавших нефтяных и газовых углеводородов и их потерями на путях миграции и при аккумуляции в ловушках.

В древних отложениях и в зонах сильной тектонической нарушенности важной является хотя бы приближенная оценка потерь УВ из залежей за время их существования после формирования месторождений.

При наличии необходимых геохимических данных по составу керогена, битумоида, нефтяных УВ и газовых компонентов ОВ для каждой выделенной в разрезе осадочного чехла нефтегазоматеринской свиты изучаемого объекта создается своя количественная модель генерации нефти и газа. Эти модели затем используются для расчетов и построения карт плотностей генерации и эмиграции нефти и газа.

При недостатке геохимических данных и невозможности создания количественной модели генерации нефти и газа для материнских пород изучаемого объекта можно использовать обобщенные модели, разработанные для типичных разностей сапропелевого и гумусового ОВ.

При наличии в нефтематеринских отложениях изучаемого объекта смешанных форм ОВ генерационные коэффициенты для нефти и газа могут быть рассчитаны с использованием этих таблиц пропорционально соотношениям гумусовых и сапропелевых компонентов в ОВ пород изучаемых отложений.

При проведении оценки потенциальных ресурсов углеводородов рекомендуется использовать от двух до шести методов и способов оценки. Выбор конкретных методов оценки определяется степенью изученности месторождения и объема исходной информации.

Оценка структуры прогнозных ресурсов. Одной из задач количественной оценки перспектив нефтегазоносности является определение внутренней структуры ресурсов – фазовое состояние углеводородов, распределение ресурсов по глубинам и по месторождениям разной крупности, содержание компонентов и др.

Прогнозирование размеров открываемых месторождений нефти и газа. Задача прогнозирования размеров открываемых месторождений – одна из важнейших при количественном прогнозе нефтегазоносности и геолого-экономической оценке ресурсов. Ожидаемые размеры месторождения необходимо знать для выбора методики поисковых и разведочных работ. С размерами месторождения связаны затраты на его освоение. С уменьшением размеров месторождения увеличиваются затраты на геофизические исследования и глубокое поисковое бурение. Поэтому при прогнозировании нефтегазоносности очень важно знать сколько и каких по размеру месторождений нефти и газа можно открыть в изучаемом регионе.

Методика прогнозирования размеров неоткрытых месторождений базируется на следующих положениях.

1. Распределение месторождений нефти и газа по величине запасов крайне неравномерно. Мелкие месторождения встречаются в природе зна-

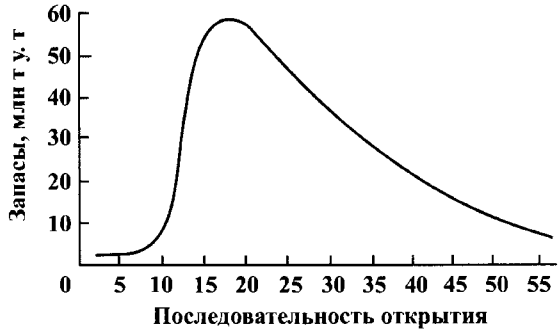


Рис. 16.3. Зависимость размеров открытого месторождения от последовательности его открытия

чительно чаще крупных, но основные запасы углеводородов сосредоточены в крупных месторождениях.

2. Последовательность открытия месторождений нефти и газа такова, что крупные месторождения открываются обычно на ранней стадии работ в регионе при сравнительно небольшой степени его изученности. С ростом изученности региона средние размеры открываемых месторождений уменьшаются со временем (с увеличением объема поисково-разведочных работ). Это связано с особенностями проведения геологоразведочных работ. При поисках раньше выявляются и вводятся в поисковое бурение более крупные ловушки, с которыми чаще связаны крупные залежи. После того, как все крупные структуры бывают опоискованы, объектом геологоразведочных работ становятся более мелкие ловушки. Поэтому среди открываемых месторождений начинают преобладать более мелкие.

Наиболее простым и наглядным способом прогнозирования последовательности открытия месторождений различного размера является построение графика зависимости размеров открытого месторождения от последовательности их открытия. Типичная зависимость имеет следующий вид – после крутого подъема идет резкий спад, а затем зависимость выполаживается (рис. 16.3). Экстраполируя правую ветвь графика можно прогнозировать величину открытий в изучаемом регионе.

Глава 17

ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Поисково-оценочный этап — ключевой в общем цикле геологоразведочных работ на нефть и газ. Целью поисковых работ является выявление и подготовка к поисковому бурению перспективных объектов и открытие и оценка промышленной значимости новых месторождений и залежей. Соответственно поисковый этап делится на три стадии:

- выявление объектов к поисковому бурению;
- подготовка объектов к поисковому бурению;
- поиск и оценка залежей и месторождений.

17.1. СТАДИИ ВЫЯВЛЕНИЯ И ПОДГОТОВКИ ОБЪЕКТОВ К ПОИСКОВОМУ БУРЕНИЮ

На стадиях выявления и подготовки объектов к поисковому бурению создается фонд перспективных локальных объектов, оцениваются их ресурсы и определяется очередность их ввода в глубокое бурение. Различают работы по выявлению ловушек и подготовке выявленных объектов к поисковому бурению. Выявление перспективных на нефть и газ ловушек проводится, во-первых, в процессе региональных геолого-геофизических работ и при проведении специальных работ по выявлению и подготовке объектов. Во-вторых, в результате ревизии и переинтерпретации проведенных ранее геолого-геофизических исследований по новым более совершенным методикам. Принципиальная схема проведения работ по выявлению ловушек приведена на рис. 17.1.

Поиски ловушек в нефтегазоперспективных районах первоначально ориентируют на наиболее доступные и крупные структуры. По мере исчерпания фонда крупных контрастных структур работы переориентируются на малоамплитудные структуры и различного рода неантиклинальные ловушки (рифы, зоны литологического замещения и выклинивания, погребенные эрозионные выступы и др.). Одновременно могут начинаться работы по поиску ловушек в других структурных этажах. Типовой комплекс работ по выявлению ловушек включает:

- дешифрирование материалов аэро-, фото- и космических съемок, локального и детального уровней генерализации;
- структурно-геологическую и структурно-геоморфологическую съемки масштабов 1:100 000 и 1:50 000;

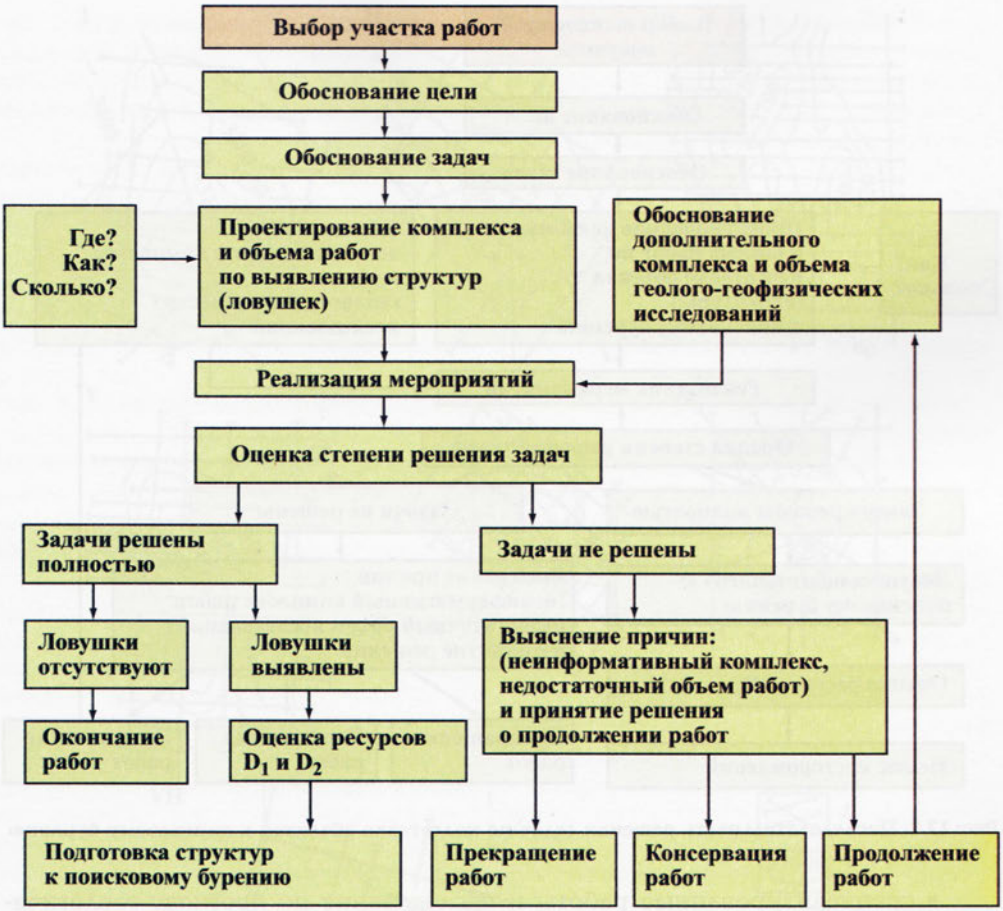


Рис. 17.1. Последовательность решения задач (операционная модель) по выявлению объектов

• гравиразведку, магниторазведку и электроразведку в различных модификациях масштабов 1:100 000 и 1:50 000;

• сейсморазведку;

• специализированные работы и исследования по прогнозу геологического разреза и прямым поискам для выявления объектов аномалий типа залежь (АТЗ).

Результатом работ являются выявленные и подготовленные к поисковому бурению структуры. Подготовка ловушки к поисковому бурению заключается в картировании ее по поверхности перспективного нефтегазоносного комплекса или горизонта наиболее близкого к нему. Последовательность решения задач при подготовке объектов (структур) к поисковому бурению приведена на рис. 17.2.

Типовой комплекс по подготовке структур к поисковому бурению включает:

• главным образом детальную сейсморазведку масштабов 1:50000 и 1:25 000 и в случае необходимости детальную электроразведку, высокоточную гравиразведку масштабов 1:50 000 и 1:25 000;

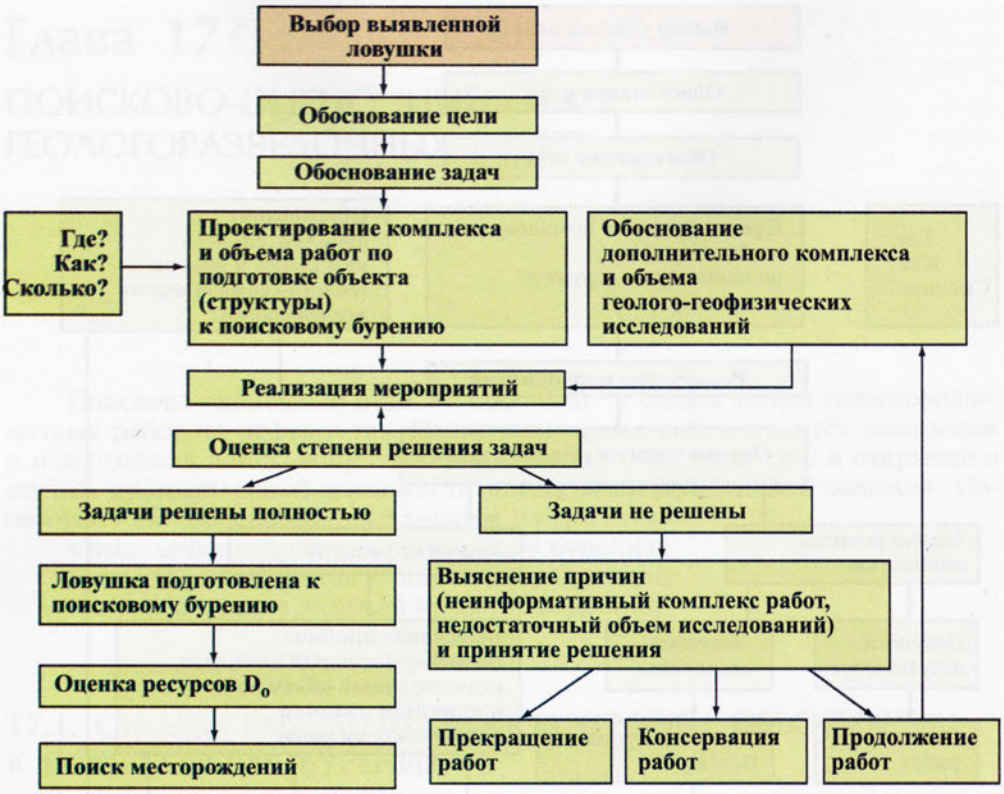


Рис. 17.2. Последовательность решения задач по подготовке объектов к поисковому бурению

• специализированные работы и исследования по прогнозу геологического разреза и прямым поискам для подготовки АТЗ;

• структурное бурение;

• в исключительных случаях бурение глубоких параметрических скважин.

Система сейсмических профилей должна составлять систему замкнутых полигонов. Последняя замкнутая изогипса должна проводиться внутри полигона профилей (рис. 17.3). Густота сети должна обеспечивать оптимальную интерпретацию глубин целевых отражающих горизонтов между профилями и возможность корреляции в случае перерыва на отдельных профилях или их участках.

Нефтегазоперспективная структура или объект АТЗ (аномалия типа залежь) могут находиться в одной из следующих пяти стадий:

1 – выявленная,

2 – подготовленная к глубокому бурению,

3 – находящаяся в поисково-разведочном бурении,

4 – выведенная из поисково-разведочного бурения,

5 – выведенная из фонда подготовленных к бурению.

Структура – это геологический объект (элементарная ловушка или группа сближенных элементарных ловушек), ограниченный по высоте пределами структурного этажа, а по площади замкнутой изогипсой или зам-

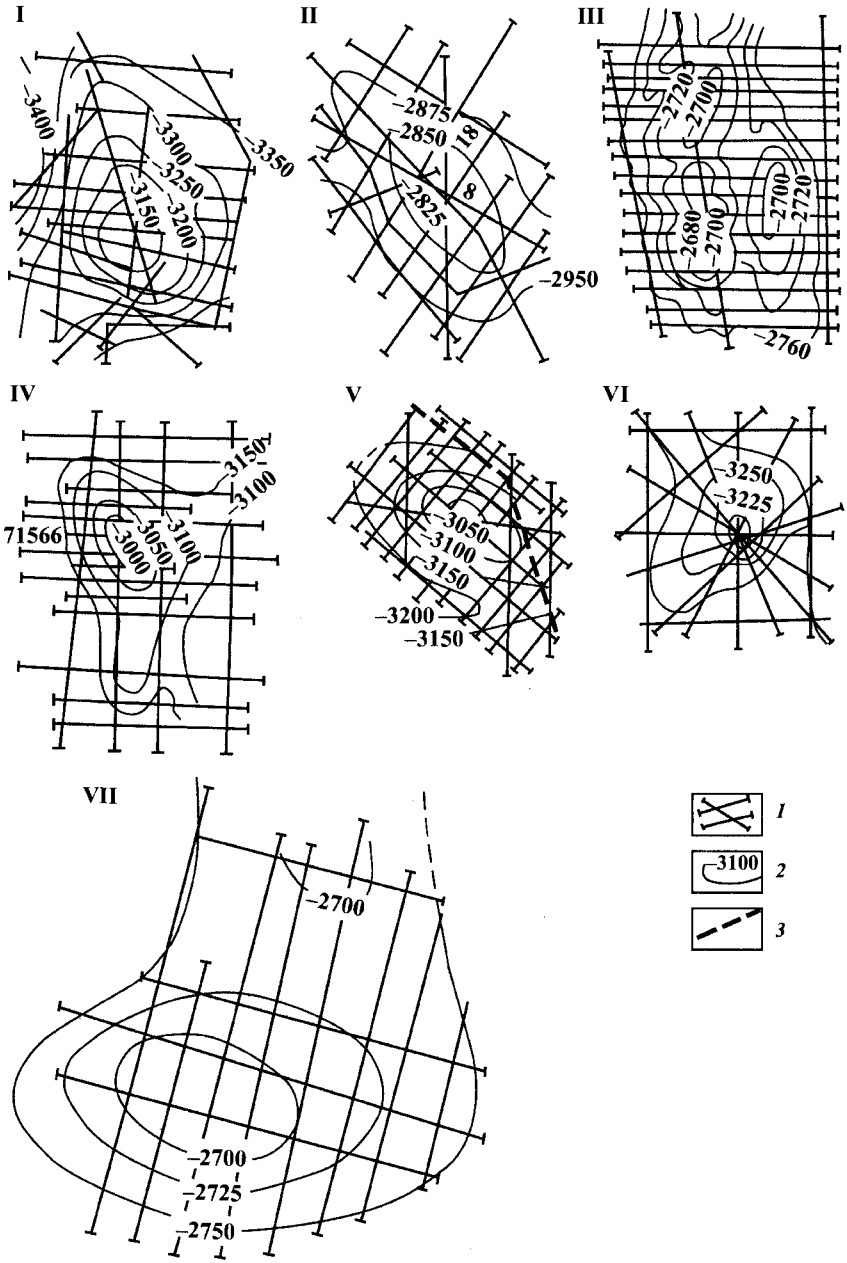


Рис. 17.3. Типичные примеры сетей профилей и структурных карт площадей, подготовленных к глубокому бурению в осадочном чехле (*I–VII*) Туранской плиты (Н.Я. Кунин, 1981). Площади: *I* – Бейнеуская (J_2); *II* – Рахимовская ($K_1пс_1$); *III* – Байгушлинская (); *IV* – Атузалинская (K_1); *V* – Кирпичлинская (K_1); *VI* – Бушкудукская (J_3); *VII* – Манайская (J_3); *1* – сейсмические профили; *2* – изогипсы отражающих горизонтов, м; *3* – разломы

кнутым контуром, образованным изогипсой и сбросом, изогипсой и границей выклинивания (замещения) проницаемых пород, внутри которого может сформироваться залежь углеводородов.

Аномалии типа залежи (АТЗ) — это аномалии в геофизических и геохимических полях, создаваемые залежью углеводородов (нефти, газа, газоконденсата), ее ореолом и влиянием измененных под действием залежи вмещающих пород. АТЗ могут быть зарегистрированы на дневной поверхности, в скважинах и в воздухе.

Объекты АТЗ — это предполагаемая залежь и (или) ее ореол, пространственное положение которого устанавливается в результате интерпретации геологических, геофизических и геохимических материалов.

При анализе наличия ловушки необходимо:

- Оценить степень изученности площади, качество полученных данных и возможность достоверного выделения ловушки на их основе. Определить структурные и литолого-стратиграфические границы ловушки и точность их выделения по имеющимся данным.
- Оценить степень достоверности структурной интерпретации в глубинах с учетом неопределенности глубинных преобразований.
- Учитывать соотношение времени формирования ловушки и времени миграции углеводородов (или переформирования залежи).
- Попытаться найти видимые признаки углеводородов в ловушке (например, сейсмические признаки УВ) и оценить, насколько их положение соответствует предлагаемой модели ловушки.
- Учитывать степень обоснованности интерпретации фактическими данными в противовес теоретическим построениям.

Под **выявленной нефтегазоперспективной структурой или объектом АТЗ** понимается геологический объект в нефтегазоперспективных отложениях, наличие и контуры которого подтверждаются как минимум одним из следующих видов или комплексов работ:

1. Сейсморазведкой по пересекающимся профилям.
2. Бурением структурных скважин по пересекающимся профилям или сочетаниям отдельных скважин с сейсмическими профилями.
3. Геологической или геоморфологической съемкой, данные которой подтверждены сейсмическими профилями по перспективным отложениям.
4. Площадной гравиметрической, магнитной съемками или электроразведкой, выявившими аномалии, связь которых в районе с локальными структурами или нефтегазоносными залежами подтверждена сейсморазведкой или бурением.
5. Другими комплексами геологических, геофизических и геохимических работ, если они позволяют оконтурить структуру или объект АТЗ по нефтегазоперспективным отложениям.

Нефтегазоперспективная структура или объект АТЗ включается в годовой статистический «Отчет о фонде структур для поисков нефти и газа» по форме 03-ГР организацией, проводившей ее изучение, после заполнения информационной карты. Структуры и объекты АТЗ учитываются раздельно.

Под **нефтегазоперспективными структурами или объектом АТЗ, подготовленными к глубокому бурению**, понимаются геологические объекты, для которых составлены карты изогипс по маркирующим (опорным) горизонтам, а для объекта АТЗ, кроме того, карты отдельных или комплексных параметров, позволяющие прогнозировать пространственное положение залежи и (или) её ареала. Указанные материалы должны обеспечить возможность выбора точек заложения поисковых скважин и определить их глубины.

Необходимая детальность и точность проведения геофизических, геохимических и геологических работ для подготовки структуры или объекта АТЗ и глубокому бурению регламентируется технологическими инструкциями и указаниями по методам и проектами работ.

Структурные карты, карты изолиний отдельных или комплексных параметров и др. на структуру или объект АТЗ, подготовленные к глубокому бурению, следует представлять в зависимости от размера объекта и сложности его строения в ***масштабах 1:25 000 или 1:50 000***. Карты изолиний отдельных или комплексных параметров АТЗ должны представляться в том же масштабе, что и структурные карты. На карте должны быть нанесены все скважины, использованные при построениях. Отметки глубин (времен) на сейсмопрофилях должны быть показаны на карте не реже чем через 1 см.

Подготовка структур по условным сейсмическим горизонтам может проводиться в исключительных случаях.

Материалы по структуре и объекту АТЗ, передаваемые для проектирования скважин глубокого бурения, должны составляться по результатам ***окончательной обработки*** геофизических, геохимических и геологических наблюдений.

Площадь подготовленных к глубокому бурению объектов является одним из основных показателей их характеристики и подсчитывается следующим образом:

Площадь антиклинальной структуры определяется по изогипсе с отметкой

$$H = H_0 + 1/2C,$$

где H — отметка изогипсы, используемой для подсчета площади; H_0 — отметка предельно глубокой замкнутой изогипсы; C — сечение изогипс, принятое на структурной карте и соответствующее точности работ.

Площадь структур измеряется квадратных километрах.

Для случаев, когда структура ограничивается контуром, образованным изогипсой и сбросом или изогипсой и границей выклинивания (замещения) проницаемых пород, площадь структуры подсчитывается по контуру, ограниченному изогипсой с отметкой $H = H_0 + 1/2C$ и сбросом или границей выклинивания (замещения).

Для случаев, когда структура по всему периметру ограничена выклиниванием (замещением) проницаемых пород, площадь объекта подсчитывается по контуру выклинивания (замещения).

Площадь подготовленного к глубокому бурению объекта АТЗ подсчитывается по контуру предполагаемой залежи.

Амплитуда подготовленной структуры определяется по превышению абсолютной отметки экстремальной точки ее свода над абсолютной отметкой замкнутой изогипсы, используемой для подсчета площади. Амплитуда измеряется в метрах.

Плотность наблюдений на подготовленных структурах определяется:

а) для структур, подготовленных сейсморазведкой, — по отношению протяженности профилей (в км) в контуре подготовленной структуры к ее площади (в км^2) — и измеряется в км/км^2;

б) для структур, подготовленных структурным бурением, — по отношению количества скважин, вскрывших маркирующий горизонт, к площади структуры (в км^2) и измеряется в скв/км^2.

Для структур, подготовленных сейсморазведкой, используется понятие **информативная плотность наблюдений**. При ее определении учитывается протяженность лишь тех участков сейсмических профилей в пределах структуры, на которых удовлетворительно зарегистрированы отражения от изучаемого (целевого) горизонта.

Глубина освещения разреза характеризуется замыкающей изогипсой нижнего (целевого) горизонта, по которому построена структурная карта. Все вышеуказанные сведения определяются в результате анализа паспорта на структуру и графических приложений к нему.

Величина случайной ошибки построения карты при подготовке структуры сейсморазведкой устанавливается геофизической организацией и указывается в соответствующем отчете.

Качество подготовки структуры по данным сейсморазведки обусловлено двумя факторами: величиной вероятности P (надежностью) существования структуры, подготовленной сейсморазведкой («сейсмической структуры»), и конформностью горизонтов, по которым построены соответствующие структурные карты, перспективным на нефть и газ горизонтам.

Значения P, отражающие вероятностный характер данных сейсморазведки, определяются либо на ЭВМ по программам ОДПК (оценка достоверности построения карт), разработанным Центральной геофизической экспедицией Миннефтепрома, либо аналитическим способом, разработанным ВНИИгеофизикой.

Структура считается кондиционно подготовленной только в том случае, если

$$P > K_{подтв},$$

где $K_{подтв}$ — коэффициент подтверждаемости структур глубоким бурением в исследуемом районе.

$$K_{подтв} = N_{подтв.\ стр}/N_{опоиск.\ стр},$$

где $N_{подтв.\ стр}$ — количество подтвержденных глубоким бурением структур; $N_{опоиск.\ стр}$ — количество опоискованных глубоким бурением структур.

Если рассматриваемая структура характеризуется $P < K_{подтв}$, но она расположена на перспективных землях, то необходимо рекомендовать ее перевод из фонда подготовленных в фонд выявленных (табл. 17.1).

По значениям P выделяются четыре категории подготовки:

I категория: P — 0,91 — 1,0, структура весьма надежная;

II категория: P — 0,71 — 0,90, структура надежная;

III категория: P — 0,55 — 0,70, структура вероятная;

1V категория: $P < 0,55$, структура маловероятная.

По соотношению горизонтов, по которым подготовлена структура, с нефтегазоперспективными горизонтами выделяются три группы структур:

Таблица 17.1

Категория	Группа (структура подготовлена)		
	А	Б	В
I	Отлично	Хорошо	Неудовлетворительно
II	Хорошо	Удовлетворительно	Неудовлетворительно
III	Удовлетворительно	Удовлетворительно	Неудовлетворительно
IV	Неудовлетворительно	Неудовлетворительно	Неудовлетворительно

группа А — структура подготовлена по одному (если в разрезе один) или нескольким перспективным горизонтам (внутри перспективной толщи);

группа Б — структура подготовлена по одному или нескольким выше- и (или) нижележащим горизонтам относительно перспективных в условиях принципиального сохранения структурных планов;

группа В — структура подготовлена по выше- и(или) нижележащим горизонтам относительно перспективных при отсутствии совпадения и неизвестном соотношении структурных планов перспективного и картируемого горизонтов.

Приведенные категории подготовки по показателю P и выделенные группы определяют качество подготовки структуры.

Подготовленные структуры получают отличную, хорошую или удовлетворительную оценку подготовки только при условии $P > K_{подтв}$.

Структуры, подготовленные неудовлетворительно и входящие в группу В, рекомендуются к исключению из фонда подготовленных независимо от перспективности региона.

Структуры, расположенные на перспективных землях, подготовленные неудовлетворительно и входящие в категорию IV, рекомендуются к переводу из фонда подготовленных в фонд выявленных.

В каждом нефтегазоносном районе устанавливаются минимальные размер структур и объектов АТЗ, представляющих интерес для подготовки их к глубокому бурению на данной стадии изученности района.

В районах со сложным геологическим строением в пределах одной площади могут быть установлены несколько структур или объектов АТЗ, относящихся к разным структурным этажам, каждая из которых, как правило, требует специального изучения и выбора места заложения глубоких скважин. Учет таких структур и объектов АТЗ осуществляется раздельно. Перечень структурных этажей для каждого нефтегазоносного района устанавливается местными геологическими и геофизическими организациями и утверждается.

На каждую подготовленную к глубокому бурению структуру или объект АТЗ составляют **паспорт и информационную карту**.

В паспорт качества подготовленного объекта включаются следующие показатели:

наименование нефтегазоносного района (НГР);
наименование объекта, отражающий горизонт;
год подготовки;
стратиграфическая приуроченность горизонта, глубина, м;
площадь объекта;
амплитуда объекта;
размеры объекта, км/км;
плотность сети профилей, км/км^2;
коэффициент прослеживаемости;
точность построений;
радиус корреляционной погрешности;
априорная вероятность структуры;
вероятность существования структуры;
погрешность положения свода;
погрешность определения амплитуды.

По мере проведения дополнительных работ показатели по выявленной и подготовленной структуре или объекту АТЗ изменяются один раз в год

при составлении отчета по форме 03-ГР. Периодичность обновления информационной карты 5 лет.

Передача структуры или объекта АТЗ для заложения на них скважин глубокого бурения оформляется актом, который составляется организацией, подготовившей структуру или объект АТЗ.

Паспорт, информационная карта и акт передачи являются документами, подтверждающими подготовленность структуры или объекта АТЗ для постановки глубокого бурения. Документы на подготовленную к глубокому бурению структуру или объект АТЗ направляются в вышестоящую организацию немедленно после их подписания, экземпляр остается у организации, подготовившей нефтегазоперспективный объект.

До составления паспорта, информационной карты и акта передачи включать структуру или объект АТЗ в фонд подготовленных к глубокому бурению (форма № 03-гр) запрещается.

Подготовленные структуры и объекты АТЗ учитываются раздельно.

Вновь подготовленные структуры и объекты АТЗ составляют резервный фонд нефтегазоперспективных объектов, который находится на строгом учете.

Геологоразведочные организации при составлении проектов на глубокое бурение должны учитывать рекомендации, изложенные в паспорте структуры или объекта АТЗ. В случае существенных расхождений точек зрения по размещению скважин и их характеристике, руководитель геологоразведочной организации обязан специально рассмотреть данный вопрос с участием представителей организации, подготовившей структуру или объект АТЗ к бурению и оформить его протоколом.

В случае неподтверждения наличия структуры или объекта АТЗ глубоким бурением организацией, подготовившей структуру или объект АТЗ, проводится анализ материалов, с целью установления причин неподтверждения структурных построений или отсутствия залежи по данным АТЗ. На неподтвердившуюся структуру или объект АТЗ составляется акт о выводе их из фонда подготовленных. Факт неподтверждения указывается также в годовом отчете о фонде структур по форме 03-гр, на основании которой решается вопрос о списании данного объекта из числа подготовленных и соответствующем уменьшении объема выполнения плана подготовки нефтегазоперспективных объектов за прошедший год.

Вывод из фонда подготовленных структур или объектов АТЗ без постановки глубокого бурения оформляется актом. Акты подписывают руководители и главные геологи организаций, подготовивших нефтегазоперспективные объекты, а также принявших эти объекты для глубокого бурения.

В результате подготовки поисковых объектов (структур) под глубокое бурение создается фонд подготовленных локальных объектов, каждый из которых отличается различной степенью концентрации ресурсов категории C_3, приуроченностью к разным нефтегазоносным зонам и т.д. В условиях ограниченности ресурсов для дальнейшего освоения объектов возникает задача их ранжирования, т.е. определения очередности ввода в поисковое бурение в зависимости от величины ресурсов категории C_3, перспективности зон, глубины залегания возможно продуктивных горизонтов, площади и амплитуды поднятий, их удаленности от существующих баз поисково-разведочных работ, потребителей и т.д.

Выявление преимущественной ценности того или иного объекта по ве-

личине его ресурсов категории C_3 позволяет более рационально распределять объемы глубокого бурения и вести поиск новых месторождений с максимальной эффективностью для данного региона.

17.1.1. ОЦЕНКА ПОДТВЕРЖДАЕМОСТИ И ДОСТОВЕРНОСТИ РЕСУРСОВ ПОДГОТОВЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Подтверждаемостью оценки ресурсов называется отношение ее последнего значения к первоначальному, исследуемому:

Подтверждаемость = Оценка последняя/Оценка начальная.

При подтверждаемости, равной единице, исследуемая оценка ресурсов истинна, при превышающей единицу — завышена, при подтверждаемости, меньшей единицы — занижена.

Абсолютной ошибкой ($\Delta_{абс}$) оценки ресурсов называется разница между ее последним значением и начальным:

$\Delta_{абс}$ = оценка последняя — оценка начальная.

Относительной ошибкой ($\Delta_{отн}$) начальной оценки ресурсов называется отношение ее абсолютной ошибки к величине последней оценки:

$\Delta_{отн}$ = абсолютная ошибка/последняя оценка.

Анализируемые выборки объектов исследуемой начальной оценки ресурсов могут как включать только те объекты (структуры), на которых проводились работы, приведшие к изменению уровня разведанности ресурсов в них (ограниченная выборка), так и представлять собой всю совокупность исследуемых объектов (структур) (полная выборка).

Качество оценки, зависящее лишь от правильности определения подсчетных параметров, определяется подтверждаемостью начальной оценки по ограниченной выборке, а зависящее и от степени вовлечения объектов (структур) в разведку или от проведения на них дополнительных геологопоисковых работ — с достоверностью начальной оценки ресурсов всей совокупности объектов.

Достоверность оценки ресурсов структур зависит не только от правильности определения подсчетных параметров, но и от результативности опоискования и подтверждаемости самих структур. Таким образом, достоверность исследуемой оценки ресурсов — это подтверждаемость ее по всей начальной совокупности объектов.

Начальные ресурсы структур после проведения последующих работ приобретают различную степень разведанности, соответствующую уровням накопления добычи, промышленных и предполагаемых запасов открытых залежей, либо сохраняются в невскрытых горизонтах, либо не подтверждаются. Отношение последней оценки более высокого уровня разведанности ресурсов к начальной исследуемой их оценке называется коэффициентом перевода.

При переводе начальной оценки ресурсов всех горизонтов структур на более высокий уровень разведанности (в более высокие категории) коэффициенты подтверждаемости и достоверности (для всей начальной совокупности структур) равны коэффициенту перевода.

Качество подсчета перспективных ресурсов категории C_3 зависит от правильности определения подсчетных параметров. Оно определяется **коэффициентом подтверждаемости ($K_{пдт}$)** — отношением последней оценки начальных запасов залежей открытых месторождений (Mt) (суммы запасов всех категорий) к оценке их ресурсов на дату ввода структуры в глубокое бурение ($\sum C_3$):

$$K_{пдт}C_3 = \sum(Q + A + B + C_1 + C_2)Mt/\sum C_3.$$

Достоверность оценки ресурсов категории C_3 всей выборки подготовленных структур зависит не только от правильности определения подсчетных параметров, но и от результативности опоискования их. Она определяется коэффициентом достоверности запасов ($K_{дост}$) — отношением последней оценки начальных запасов залежей открытых месторождений (суммы запасов всех категорий) к оценке ресурсов полной выборки проверенных структур (выведенных из фонда) на дату ввода их в бурение (или проверки) ($\sum C_{3выв}$):

$$K_{дост}C_3 = \sum(Q + A + B + C_1 + C_2)Mt / \sum C_{3выв}.$$

Абсолютная ошибка оценки ресурсов категории C_3, зависящая от правильности определения подсчетных параметров, т.е. абсолютная ошибка оценки по ограниченной выборке ($\Delta_{абс.\ огр}C_3$), определяется как разница между суммой последних оценок начальных запасов залежей открытых месторождений и суммой оценок ресурсов категории C_3 в подготовленных структурах на дату ввода их в поисковое бурение:

$$\Delta_{абс.огр}C_3 = \sum(Q + A + B + C_1 + C_2)Mt - \sum C_3.$$

Относительная ошибка оценки ресурсов категории C_3 ограниченной выборки определяется как отношение абсолютной ошибки их оценки к сумме последних оценок начальных запасов залежей открытых месторождений:

$$\Delta_{отн.огр}C_3 = \frac{\sum(Q + A + B + C_1 + C_2)Mt - \sum C_3}{\sum(Q + A + B + C_1 + C_2)Mt} = 1 - \frac{1}{C_3 K_{пдт}}.$$

В отличие от вышеизложенного абсолютная ошибка оценки ресурсов категории C_3, зависящая не только от правильности определения подсчетных параметров, но и от степени подтверждаемости структур и результативности их опоискования, т.е. абсолютная ошибка оценки по полной выборке ($\Delta_{абс.\ полн}\ C_3$), определяется как разница между суммой последних оценок начальных запасов залежей открытых месторождений и суммой оценок перспективных ресурсов категории C_3 всей выборки структур, включая и неподтвердившиеся и пустые структуры.

Относительная ошибка оценки ресурсов категории C_3 полной выборки определяется как отношение абсолютной ошибки их оценки к сумме последних оценок начальных запасов залежей открытых месторождений:

$$\Delta_{отн.полн}C_3 = \frac{\sum \Delta_{полн}C_3}{\sum(Q + A + B + C_1 + C_2)Mt} = 1 - \frac{1}{C_3 K_{дост}}.$$

Следует иметь в виду, что в случае неподтверждения ресурсов категории C_3, они не переходят в группы нелокализованных ресурсов более низких категорий.

Неполная **подтверждаемость ресурсов категории C_3** объясняется рядом причин: отсутствием продуктивного пласта; наличием водоносных горизонтов; пустой непродуктивной ловушкой; неточным определением подсчетных параметров, значения которых принимаются по аналогии с известными (например, по картам плотностей); неподтверждением структур и др.

Прирост промышленных запасов нефти и газа в первую очередь должен обеспечиваться соответствующими объемами подготовки ресурсов категории **C_3.** Ресурсы этой категории, являющиеся резервом для подготовки запасов промышленных категорий, необходимо рассчитывать с учетом коэффициента подтверждаемости (перевода) ресурсов категории C_3, определенного на задаваемый отрезок времени.

При проведении глубокого бурения на кондиционных локальных объектах в пределах высокоперспективных нефтегазоносных зон, где все ловушки продуктивны и средние ресурсы категории C_3 на структуру изменяются незначительно, **коэффициент обеспеченности** *может варьировать от 1,2 до 1,4,* т.е. в таких районах подготовка ресурсов категории C_3 и поисковых объектов может дозироваться объемами глубокого поискового бурения с превышением, достаточным для их возможного роста. В случае увеличения коэффициента обеспеченности резко возрастет фонд неопоискованных объектов, замедлится оборот денежных средств и, следовательно, снизится эффективность геолого-поисковых работ и повысится их стоимость. При нормальном, сбалансированном соотношении геолого-поисковых и поисково-разведочных работ коэффициент восполнения не должен быть ниже 1,2, поскольку при меньшем его значении в глубокое бурение вынужденно вводятся неподготовленные объекты.

17.1.2. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ СТРУКТУР И ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ

Одним из показателей эффективности являются коэффициенты подтверждаемости структур глубоким бурением $K_{подтв}$, коэффициент успешности поисковых работ на разбуренных структурах $K_{усп}$ и коэффициент успешности поисковых скважин $K_{усп.\ скв}$:

$$K_{усп} = N_{мест}/N_{оцен.\ стр} = N_{мест}/N_{мест} + N_{отр.\ стр},$$

где $N_{мест}$ — количество структур, на которых открыты месторождения, учтенные в государственном балансе запасов полезных ископаемых (нефть, газы горючие, конденсат); $N_{оцен.\ стр}$ — количество оцененных глубоким бурением структур, составляющих сумму структур, на которых открыты месторождения и которые выведены из бурения с отрицательными результатами; $N_{отр.\ стр}$ — количество структур, указанных в пояснительной записке к форме 03-ГР.

$$K_{усп.\ скв} = N_{продукт.\ скв}/N_{пробурен.\ скв} = N_{продукт.\ скв}/N_{продукт.\ скв} + N_{непродукт.\ скв},$$

где $N_{продукт.\ скв}$ и $N_{непродукт.\ скв}$ — количество продуктивных и непродуктивных скважин.

Вышеуказанные коэффициенты определяются для нефтегазоносных районов, областей и провинций за определенный анализируемый период или с начала постановки поисковые работ.

За анализируемый год:

— определяется динамика коэффициентов $K_{подтв}$, $K_{усп}$, $K_{усп.\ скв}$ и подтверждаемости ресурсов в нефтегазоносных районах и областях со сходным геологическим строением с учетом и без учета результатов поисковых работ на выявленных структурах;

— оцениваются величины дисперсии случайных ошибок сейсмических построений при картировании целевых горизонтов в сходных геолого-геофизических условиях;

— определяется продолжительность поисковых работ при подготовке структур и их опоисковании, среднее количество поисковых скважин на месторождениях и непродуктивных структурах;

— выдаются рекомендации по совершенствованию методики подготовки структур и размещению поисковых скважин на них, а также возобновлению поисковых работ на площадях, необоснованно выведенных из бурения с отрицательными результатами.

Высокая **успешность** в поисковом бурении обеспечивается высокой достоверностью прогноза нефтегазоносности при выборе первоочередных объектов глубокого бурения; высокой результативностью геолого-поисковых работ и, как следствие, достаточно точными сведениями о строении подготовленных структур по перспективным отложениям (кондиционностью подготовки объектов). В расчетах прироста запасов нефти (газа) и подготовки структур к глубокому бурению необходимо учитывать не только успешность поисково-разведочных работ, достигнутую в предыдущие годы, но и тенденции ее изменения. ***Коэффициент успешности поисков нефтяных месторождений в настоящее время находится в интервале 0,25—0,30.***

Однако высокая успешность открытия еще не предопределяет адекватно высокой эффективности работ по приросту запасов, поскольку она не связана прямо с величиной открываемых месторождений. При высокой успешности не исключена относительно низкая эффективность работ по приросту запасов, если они ведутся на небольших объектах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами продуктивных пластов.

Определение направлений и объемов геолого-поисковых работ должно базироваться на анализе их результатов не менее чем за 5 предыдущих лет, поскольку за это время, как правило, обновляется весь фонд структур. При этом учитывается:

состояние общего фонда выявленных перспективных структур на конец анализируемого периода;

состояние общего фонда подготовленных структур на ту же дату с разделением их по методам подготовки, глубинам залегания опорных горизонтов, площадным размерам и амплитудам объектов;

объем имеющихся ресурсов категории C_3 суммарно и в среднем на структуру, степень заполнения ловушки;

соотношение числа структур, исключенных из фонда и включенных в него в результате пересмотра геолого-геофизических материалов;

число структур, выведенных из опоискования по отрицательному результату и с его обоснованием;

подтверждаемость структур глубоким бурением, подготовленных различными методами по конкретным тектоническим элементам и стратиграфическим комплексам;

динамика фонда подготовленных структур и ресурсов категории C_3;

ежегодный прирост подготовленных перспективных площадей и ресурсов категории C_3.

17.1.3. ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НА СТАДИЯХ ВЫЯВЛЕНИЯ И ПОДГОТОВКИ СТРУКТУР К БУРЕНИЮ

Прогнозные локализованные ресурсы ловушек, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований, находящихся в пределах районов с установленной или возможной нефтегазоносностью, **оцениваются по категории $D_{1лок}$.**

Количественная оценка прогнозных локализованных ресурсов реализуется с учетом плотности прогнозных ресурсов категории D_1 и установленной площади выявленного объекта.

Локализованные прогнозные ресурсы должны отвечать следующим требованиям:

а) структурная, стратиграфическая или литологическая ловушка изучена с детальностью, позволяющей составить технически обоснованные карты изогипс оцениваемого нефтегазоперспективного или нефтегазоносного комплекса (горизонта) с надежностью, отвечающей кондициям структур (объектов), подготовленных к поисковому бурению;

б) продуктивность каждого оцениваемого нефтегазоперспективного комплекса (горизонта) доказана в пределах рассматриваемой структуры I порядка (для категории D_1) или установлена на структурах I порядка, сходных с рассматриваемой по геологическому строению и характеру критериев нефтегазоносности (для категории D_2).

Оценка ресурсов структур по удельной плотности ресурсов производится по каждому нефтегазоперспективному или нефтегазоносному комплексу. При этом используется набор карт, составленных при последней оценке перспектив нефтегазоносности: подсчетные планы каждого из комплексов с указанием оценки ресурсов для каждого подсчетного и эталонного участка и их плотности на них (в тыс. **т** или $м^3$) и карты начальных ресурсов, отражающие распределение удельных плотностей ресурсов. Вследствие того, что на этих картах и подсчетных планах удельные плотности ресурсов распределены на всю площадь, как занятую ловушками, так и расположенную между ними, это должно быть учтено при использовании площади оцениваемой ловушки в качестве расчетной.

Оценка локализованных прогнозных ресурсов с помощью объемного способа подсчета возможна лишь для категории D_1 и только в тех случаях, когда значения подсчетных параметров могут быть получены интерполяцией и экстраполяцией из области удовлетворительного картирования их значений в район подготовленной ловушки. Так как для ресурсов категории D_1 характерна неполнота информации о степени заполнения оцениваемых ловушек, оценка объемным методом является верхним пределом прогнозируемого в них количества ресурсов нефти и газа. Более точное решение задачи о степени заполнения возможно путем регрессионного анализа показателей условий формирования залежей эталонной выборки или совокупности эталонных выборок, отвечающих геологическим условиям района оцениваемой структуры (объекта).

В тех случаях, когда для оценки локализованных прогнозных ресурсов

объемным способом информации о подсчетных параметрах недостаточно, используются зависимости между показателями условий формирования залежей эталонных выборок и ресурсами в них. В качестве ведущих показателей аккумуляции залежей выступают объем ловушки, отвечающий основным параметрам подготовленных структур (их площади и амплитуде), пористость, проницаемость, мощность коллектора и площадь нефтесбора оцениваемой ловушки. Сохранность залежей определяется экранирующими способностями покрышки, зависящими от ее мощности, проницаемости и регионального наклона. В качестве наиболее информативных признаков, определяющих условия генерации, используются мощность резервуара, содержание $C_{орг}$, степень его преобразованности. В зависимости от специфики района, в котором расположена оцениваемая ловушка, набор признаков, определяемых с помощью регрессионного анализа, может изменяться.

При определении величины прогнозных ресурсов с помощью метода геологических аналогий на расчетные участки переносятся характеристики эталонных участков. Исходя из этого на эталонном участке необходимо установить структурную напряженность, распределение структур по их площади и величине запасов и, перенося эти закономерности на расчетный участок, определить ресурсы оцениваемой ловушки. Расчеты производятся в следующей последовательности:

а) определение значения коэффициента структурной напряженности эталонного участка как частного от деления суммы площадей структур на общую площадь эталонного участка;

б) определение средней площади структуры эталонного участка;

в) установление распределения структур эталонного участка по величине их площади;

г) установление распределения ресурсов структур эталонного участка в зависимости от их площади;

д) определение с помощью коэффициента структурной напряженности общей площади структур на расчетном участке;

е) определение с помощью средней площади структуры на эталоне числа структур на расчетном участке;

ж) распределение структур расчетного участка по их площади с привлечением зависимости, установленной на эталоне;

з) определение с привлечением зависимости, установленной на эталонном участке, ресурсов оцениваемой структуры по величине ее площади.

В связи с тем, что в отличие от ресурсов категории D_1, при оценке ресурсов категории D_2 используются внешние эталоны, более далекие и даже общие аналогии геологического строения, а ранг эталонов зачастую отвечает структурам I порядка, характеристики структурной напряженности, распределение структур по величине их площади и отвечающих ей ресурсов носят более общий характер.

При оценке локализованных ресурсов категории D_1 и D_2 содержание стабильного конденсата в свободном газе определяют исходя из его среднего потенциального содержания в оцениваемом регионе или устанавливают методом аналогии.

Величина нефтеотдачи принимается равной утвержденной при прогнозной оценке ресурсов нефти рассматриваемого комплекса, коэффициент извлечения свободного газа принимается равным 0,85.

Перспективные ресурсы нефти и газа подготовленных для глубокого

бурения ловушек, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района, ***оцениваются по категории*** **C_3**.

Перспективные ресурсы категории C_3 выделяются также на разведанных месторождениях в не вскрытых бурением пластах, продуктивность которых установлена на других месторождениях.

Оценка ресурсов структуры, подготовленной к бурению, является суммой оценок всех слагающих ее перспективных горизонтов, и для определения ресурсов этой структуры необходимо произвести оценку ресурсов каждого перспективного нефтегазоносного горизонта.

Подсчет перспективных ресурсов нефти и газа на площадях, подготовленных для глубокого бурения в пределах нефтегазоносных районов, а также в пределах не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений ***проводится только объемным методом.***

При подсчете ресурсов нефти используется формула

$$Q_{н\ бал} = S \cdot h \cdot k_п \cdot k_н \cdot \gamma_{ст} \cdot K_{пер},$$

где $Q_{н\ бал}$ — балансовые ресурсы нефти, т; S — площадь, тыс. м^2; h — эффективная нефтенасыщенная мощность, м; $k_п$ — коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород, ед.; $k_н$ — коэффициент нефтенасыщенности, ед.; $\gamma_{н\ ст}$ — плотность нефти на поверхности, т/м^3; $K_{пер}$ — пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, ед.:

$$K_{пер} = 1/в > 1{,}0,$$

$$в = V_{пл}/V_{ст},$$

где $в$ — объемный коэффициент плотности нефти, ед.; $V_{пл}$ — объем нефти в пластовых условиях, $V_{ст}$ — объем нефти в стандартных условиях.

Извлекаемые ресурсы нефти

$$Q_{н\ изв} = Q_{бал} \cdot K_{из.\ н},$$

где $K_{из.\ н}$ — коэффициент нефтеотдачи.

При подсчете ресурсов газа используется формула

$$Q_{г\ из} = S \cdot h \cdot k_п \cdot k_г \cdot P_{пл} \cdot 1/z \cdot f \cdot K_{из.\ г},$$

где $Q_г$ — извлекаемые ресурсы газа, м^3; S — площадь, тыс. м^2; $h_{эф}$ — эффективная газонасыщенная толщина, м; $k_п$ — коэффициент пористости, ед.; $k_г$ — коэффициент газонасыщеннности, ед.; $P_{пл}$ — начальное пластовое давление, атм (МПа·10,197); z — коэффициент сверхсжимаемости газа, ед.; f — поправка на температуру, ед.; $K_{из.г}$ — коэффициент извлечения газа, ед.

$$f = (T + t_{ст})/(T + t_{пл}),$$

где T — 273° Кельвина; $t_{ст}$ — 20 °С; $t_{пл}$ — пластовая температура, °С.

Извлекаемые ресурсы растворенного газа подсчитываются по формуле:

$$V_{р.г} = Q_{н\ изв} \cdot \eta_{р.\ г},$$

где $\eta_{р.г}$ — газовый фактор, м^3/т.

Извлекаемые ресурсы конденсата подсчитываются по формуле

$$Q_{к\ из} = Q_{г\ бал} \cdot \eta_к \cdot \gamma_{к\ ст} \cdot K_{из.\ к},$$

где $Q_{к\ из}$ — извлекаемые ресурсы конденсата, т; $Q_{г\ бал}$ — балансовые ресурсы газа, м^3; $\eta_к$ — среднее начальное содержание в газе стабильного конденсата, см^3/м^3; $\gamma_{к\ ст}$ — плотность стабильного конденсата на поверхности, т/м^3; $K_{из.к}$ — коэффициент извлечения конденсата, ед.

Перспективные ресурсы категории C_3 должны отвечать следующим требованиям:

на подготовленных для глубокого бурения площадях форма, размер и условия залегания предполагаемой залежи должны быть определены в общих чертах по результатам достоверных для данного района геологических и геофизических исследований; в пределах района степень подтверждаемости размеров и форм этих структур установлены по данным глубокого бурения;

толщина и коллекторские свойства пластов, перекрытых непроницаемыми породами, прогнозируются по данным структурно-фациального анализа, опирающегося на данные бурения;

возможность промышленной нефте- или газонасыщенности коллекторов — по аналогии с изученными месторождениями и по результатам анализа условий формирования нефтяных и газовых месторождений в пределах изученной структурно-фациальной зоны;

состав и свойства нефти или газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями;

подсчет ресурсов произведен по отдельным пластам, промышленная продуктивность которых установлена на ряде других уже изученных, аналогичных по геологическому строению месторождений, находящихся в пределах этой же структурно-фациальной зоны (района нефтегазонакопления);

величина коэффициента заполнения ловушки принимается по аналогии с месторождениями, разведанными в данной структурно-фациальной зоне.

В не вскрытых бурением пластах разведанных месторождений их параметры могут быть приняты по аналогии с изученными продуктивными пластами в пределах данной структурно-фациальной зоны с учетом выявленных закономерностей тектоники и изменения литологических особенностей пород.

Обоснованию подлежат все параметры подсчета. Для подсчета используются структурные построения, выполненные по каждому перспективному нефтегазоносному горизонту. В условиях вероятного совпадения структурных планов маркирующего (отражающего) и нефтегазоносного горизонтов могут использоваться отчетные (результативные) структурные построения по данным сейсморазведки или структурного бурения. В условиях несовпадения структурных планов маркирующего и нефтегазоносного горизонтов (плановое или амплитудное несоответствие) выполняются структурные построения с учетом этого несовпадения.

Положение ВНК, ГВК, ГНК, контролирующих площадь нефтегазоносности, определяется путем анализа геолого-структурных условий, закономерностей изменения положения контактов того же горизонта или пласта в близрасположенных залежах (по картам изоконтактов) или коэффициентов заполнения этих залежей с учетом известных закономерностей формиро-

17.1.4. ОСОБЕННОСТИ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Выявление и подготовку объектов к поисковому бурению проводят в самых разнообразных геологических условиях — в пределах древних и молодых платформ, в краевых прогибах и геосинклинальных областях, в зонах развития соляно-купольной тектоники и траппового вулканизма, в породах промежуточного структурного этажа и др. Особенности геологического строения региона, в котором проводятся поисковые работы, существенным образом влияют на методику работ по выявлению и подготовке объектов к поисковому бурению.

В осадочном разрезе соляно-купольных районов выделяются три структурных этажа: подсолевой, соленосный, надсолевой. Отложения верхнего, надсолевого этажа осложнены интенсивными дислокациями, связанными с развитием соляных куполов.

Подсолевой структурный этаж характеризуется, как правило, спокойным залеганием пород и наличием структур платформенного типа.

Локальными объектами поисковых работ в надсолевом разрезе являются антиклинальные структуры различных размеров, облекающие соляные купола, структуры примыкания к крутым стенкам соли, экранированные козырьками, а также связанные с карнизами соляных куполов; а в подсолевом — антиклинали и рифы.

Скорости и плотности в галогенных образованиях существенно зависят от их состава: максимальные скорости — 5200—6000 м/с и плотности 2,6 г/см^3 имеют сульфатно-карбонатные разности, средние значения 4200—4700 м/с и 2,12—2,20 г/см — каменная соль (преимущественно галит), а минимальные значения — 4000—4600 м/с, 2,12—2,15 г/см^3 — калиево-магниевые разности. Бишофиты и их карналлитовые оторочки характеризуются скоростями до 3000 м/с. Однако в целом соляные тела характеризуются существенно пониженной плотностью и увеличенной скоростью распространения упругих колебаний по сравнению с отложениями надсолевой толщи. Особенно резко, на 2—3 порядка, отличаются они по электрическому сопротивлению.

Поиски и подготовка объектов к глубокому бурению как в надсолевых, так и в подсолевых отложениях проводятся комплексом геофизических методов, основным среди которых является сейсморазведка МОГТ.

Для выявления объектов примыкания к соляным диапирам необходимо прослеживание границ в надсолевых осадках и изучение границы, отвечающей поверхности соли. Их пересечение (при условии воздымания коллектора, перекрытого покрышкой, к стенке соли) определяет искомую структуру примыкания. Границы в надсолевых отложениях изучаются сейсморазведкой МОГТ; рельеф соли — электроразведкой ТТ и МТЗ, гравиразведкой, а также сейсморазведкой КМПВ. Гравиразведка используется для обнаружения погруженных соляных куполов, которым соответствуют надкупольные структуры.

Задача выявления подсолевых структур решается сейсморазведкой МОГТ, а также в комплексе с электроразведкой ЗСБЗ.

Сейсмические исследования МОГТ на стадии выявления надсолевых и подсолевых объектов проводятся по ортогональной по отношению к соля-

вания залежей данного нефтегазоносного района. На степень заполнения ловушки влияют литологические особенности пласта, возможность изменения коллекторских свойств, поэтому к анализу необходимо привлекать карты, отражающие распределение литологического состава и коллекторских свойств.

При определении степени заполнения ловушек учитываются возможности наличия «ложных покрышек», вводятся поправки на их мощность. Степень заполнения ловушки и фазовое состояние содержащихся в ней углеводородов в значительной мере определяются термобарическими условиями, поэтому необходимо использование карт изобар (гидродинамических напоров) и изотерм.

В случаях приуроченности к нефтегазоперспективному объекту геохимической или геофизической аномалии, отождествляемой с залежью нефти или газа (аномалия типа залежь — АТЗ), при условии подтверждаемости АТЗ в исследуемом районе площадь нефтегазоносности определяется площадью предполагаемой залежи.

Эффективная мощность (толщина) нефтенасыщенной части пласта определяется с привлечением сведений о ее значениях в близкорасположенных залежах, региональном изменении мощности оцениваемого комплекса, основных характеристиках неоднородности и зависимости между амплитудой ловушки и эффективной мощностью, установленной в районе.

Для определения значения пористости и нефтегазонасыщенности используются сведения по близлежащим залежам и закономерности их изменения.

Плотность нефти, ее газонасыщенность, пересчетный коэффициент на усадку нефти определяются с привлечением закономерностей изменения физико-химических свойств нефтей, установленных в районе.

При оценке объема свободного газа температурная поправка для приведения к стандартной температуре определяется по пластовой температуре, установленной по карте изотерм, либо по отношению средней глубины залегания оцениваемого горизонта к среднему геотермическому градиенту, а среднее пластовое давление принимается по карте изобар либо (для районов с нормальным гидродинамическим градиентом) приравнивается условному гидростатическому давлению.

Содержание стабильного конденсата в свободном газе определяют исходя из газоконденсатных характеристик, установленных для района, и закономерностей их изменения.

Для оценки величины нефтеотдачи необходимы сведения о литологии коллектора, ожидаемых значениях вязкости нефти в пластовых условиях и проницаемости пласта, которые определяются по близлежащим залежам либо по региональным закономерностям изменения физико-химических свойств нефтей и коллекторских свойств пластов. Затем по зависимостям от гидропроводимости и плотности сетки, установленным в районе для карбонатных и терригенных пластов, определяется нефтеотдача.

Коэффициент извлечения свободного газа принимается равным 0,85.

Коэффициент извлечения стабильного конденсата принимается по аналогии с изученными месторождениями данного района.

Учет перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата объектов, подготовленных к глубокому бурению, осуществляется в государственном балансе запасов.

ным телам сети профилей (она может быть радиальной) с плотностью 0,6—0,8 км/км^2.

Отраженные волны надсолевого комплекса хорошо выделяются в пределах мульд. В присводовых зонах куполов корреляция волн нарушается и крутые стенки куполов сейсморазведкой не прослеживаются, но наличие их устанавливается качественно по прекращению прослеживания надсолевых границ. При интерпретации сейсморазведочных материалов границы надсолевого комплекса строят с использованием обобщенных зависимостей интервальной скорости от глубины.

Для картирования поверхности соли используются электро-, грави-, сейсморазведка КМПВ.

Электроразведка выполняется комплексом методов ТТ и МТЗ. Методом ТТ детально исследуются сводовые части соляных куполов путем сгущения сети региональных съемок на этих участках до 1 зондирования на 1 км, а в межкупольных мульдах выполняются площадные работы методом МТЗ со средней плотностью 1 зондирование на 4 км.

Погрешность определения глубины до кровли соли составляет 5—10 % при глубинах поверхности соли 0,5—1,5 км и 10—20 % при глубинах 2—3 км и более.

Гравиметрическая съемка выполняется в масштабе 1:50 000 по сети профилей с расстояниями между ними 1 км и шагом пунктов наблюдений по профилю 200—300 м, с погрешностью определения аномалии 0,1·10 м/с.

Точность изучения рельефа поверхности соленосной толщи методами электроразведки и гравиразведки примерно одинакова, хотя расхождения в определении ими глубин на склонах соляных тел могут достигать нескольких сотен метров. Данные электроразведки предпочтительнее при глубинах изучаемой поверхности до 1,5 км.

При поисках надкупольных структур и изучении сводов куполов применяются также гравии- и сейсморазведка КМПВ в случаях, когда исследования МОГТ не обеспечивают устойчивого прослеживания этой границы.

Комплексирование методов позволяет существенно дополнить данные сейсморазведки на участках разрывов корреляции горизонтов на глубинах до 6—7 км. Для изучения таких глубин необходимо применение источников тока большой мощности (сила тока до 200—400 А), проводится опробование для этих работ МГД-генераторов.

Подготовка структур к бурению в подсолевых отложениях является наиболее трудной задачей. Достаточно сложно как получение временных разрезов, на которых возможна непрерывная корреляция подсолевых горизонтов, так и построение по ним структурных карт. Проверка глубоким бурением свидетельствует о необходимости учитывать преломление падающих и отраженных волн на промежуточных границах при наличии существенных латеральных изменений пластовых скоростей между ними. Задачу можно решить путем применения особых методических приемов при полевых работах, обработке материалов, комплексирования с другими геофизическими методами, а в наиболее сложных случаях — с параметрическим бурением.

При подготовке структур сеть профилей сгущается до 1—2 км/км^2. С целью определения значений и направления бокового сноса и отбраковки волн, распространяющихся в невертикальных плоскостях, применяется методика широкого профиля (ШП). Используются несколько линий возбуждения и линий приема, образующих простейшую пространственную систе-

му наблюдений. Поперечная база системы составляет 800—200 м. Специальная обработка, включающая миграцию и другие приемы, необходимые для учета отклонения лучевой плоскости от вертикали, позволяет восстанавливать истинные формы отражающих границ как в плоскости профиля, так и в его окрестностях.

ОСОБЕННОСТИ ПОИСКОВ ЛОВУШЕК УВ, СВЯЗАННЫХ СТРУКТУРАМИ РАЗЛИЧНОГО ГЕНЕЗИСА И МОРФОЛОГИИ

О методике поисков ловушек УВ фронтальных антиклинальных складок. Линейные антиклинали, приуроченные к фронтальным зонам региональных надвигов, характеризуются асимметричным строением с более крутыми внешними крыльями, нередко большой протяженностью (до ста и более километров), часто хорошо проявлены в рельефе в виде гряд, хребтов и возвышенностей. Поиск таких структур можно осуществлять геологической съемкой, полевой геофизикой (сейсмо-, грави- и электроразведка), дистанционными методами и бурением скважин.

По морфологии антиклинали можно наметить местоположение порождающего ее надвига, который закономерно располагается со стороны крутого крыла. Соседние по простиранию складки, продолжающие данную линейную зону в обе стороны, обычно вытянуты в том же направлении и имеют аналогичные размеры.

Отмеченные предпосылки позволяют прогнозировать характер распределения на местности других складок данной надвиговой зоны. Следует иметь в виду, что обнаружение одной антиклинальной складки означает открытие структурного вала, так как складки не могут существовать поодиночке, порознь, а группируются в линейно-вытянутые зоны, состоящие из десятков локальных структур. Между тем и сейчас, нередко обнаружив складку, приуроченную к тому или иному антиклинальному валу, поиски новых структур ведут, не принимая во внимание указанных закономерностей их пространственного размещения.

Картирование антиклинальных складок следует осуществлять на висячем (аллохтонном) крыле надвига вдоль всей длины разрывного нарушения. В связи с этим геофизические исследования с задачей поисков и трассирования линии складок целесообразно нацеливать на узкую полосу, представляющую продолжение по простиранию предполагаемой зоны дислокации. Это рациональнее, чем проводить площадную съемку на всей территории, как практикуется сейчас.

Необходимо иметь в виду, что своды асимметричных складок с глубиной смещаются в сторону падения поверхности надвига, а иногда выполаживаются до полного исчезновения. Следует также учитывать развитие поперечных сдвигов, нарушающих линейное размещение антиклинальных складок в плане.

Залежи нефти и газа во фронтальных антиклиналях могут быть связаны как с пористыми песчаными, так и с трещиноватыми карбонатными коллекторами. Скопления углеводородов обычно приурочены к сводам структур, а иногда непосредственно к зонам надвигов. В сводовых частях антиклинальных складок нередко развиваются различной мощности биогермные постройки, содержащие самостоятельные залежи нефти и газа.

Следует помнить, что фронтальные складки, как правило, распространены в областях, имеющих сложное покровное строение с многоярусным размещением нефтегазоносных структур. Для поисков поднадвиговых антиклинальных зон в таких областях целесообразно бурение глубоких опорных и параметрических скважин в комплексе с сейсмическими исследованиями. Из прямых поисковых методов может быть рекомендована газовая съемка по линии надвига.

О методике поисков ловушек УВ тыловых антиклинальных складок. Поиски таких антиклиналей должны осуществляться в зоне, простирающейся параллельно фронтальным складкам. Поскольку тыловые структуры располагаются там, где толщина тектонической пластины существенно возрастает, они характеризуются относительно небольшой высотой и изометричностью формы в плане. Поэтому их обнаружение представляет более сложную задачу, чем выявление линейных складок. При поисках тыловых структур дистанционными методами необходимо помнить то, что они слабее проявлены в рельефе, но располагаются вдоль контрастно выраженных фронтальных антиклиналей со стороны орогенной зоны.

На космических снимках эти складки могут иметь вид так называемых кольцевых структур.

Кроме дистанционных методов поисковый комплекс может включать геологическую и геоморфологическую съемки, полевую геофизику и бурение скважин.

О методике поисков ловушек УВ бескорневых и дисгармоничных антиклинальных складок. Одной из важных проблем, возникающих при освоении новых нефтегазоносных площадей, является проблема соотношения структур различных стратиграфических горизонтов. Обычно соотношение структурных планов выясняется в течение длительного времени, нередко в завершающие этапы поисково-разведочных работ при анализе данных большого количества скважин.

В Волго-Уральской области выделяется несколько горизонтов пластичных пород (глины, аргиллиты, соли), расслаивающих осадочную толщу палеозоя: кыновский горизонт франского яруса, задонско-елецкие слои фаменского яруса верхнего девона, верейский горизонт среднего карбона и кунгурский ярус нижней перми. По всем этим горизонтам осуществлялись латеральные тектонические скольжения вышележащих отложений, вызывая формирование навешенных дисгармоничных складок (М.А. Камалетдинов, Ю.В. Казанцев, Т.Т. Казанцева, 1979, 1981).

Знание роли пластичных пород позволяет прогнозировать в новых районах этажи дисгармонично смятых толщ. Такой прогноз очень важен для выработки рациональной методики буровых работ, так как он позволяет выбрать маркирующий горизонт, наиболее целесообразный для структурно-поискового бурения, и, следовательно, сократить материальные затраты и время на открытие месторождений нефти и газа.

Существуют достаточно четкие закономерности развития дисгармоничной структуры осадочного чехла, знание которых особенно важно в начальные этапы освоения нефтегазоносных площадей.

Во-первых, чем пластичнее породы и чем больше их мощность, тем интенсивнее проявляются горизонтальные движения и дисгармония структуры в породах аллохтона и тем больше высота навешенных антиклиналей.

Во-вторых, чем больше мощность жестких пород, покрывающих гори-

зонт пластичных слоев, тем меньше высота наношенных структур, развитых в этих породах и тем слабее проявлена в них линейность.

О методике поисков ловушек УВ поднадвиговых (подпокровных) структур. Поиски таких структур представляют собой наиболее трудную задачу. Поднадвиговые складки обычно не отражаются в рельефе и, следовательно, не могут быть обнаружены дистанционными методами, они не картируются геологической съемкой и не выявляются геоморфологическими исследованиями. В данных условиях особенно важно вооружиться правильными теоретическими представлениями, помогающими расшифровать глубинную структуру по скудным и, казалось бы, противоречивым геолого-геофизическим данным. Шарьяжно-надвиговая концепция генезиса складчатости должна служить руководством при интерпретации материалов геофизических исследований и глубокого бурения, проводимых в таких зонах. Необходимо учитывать, что все подпокровные складки в свою очередь подчинены надвиговым нарушениям большой протяженности и, следовательно, для их поисков могут быть использованы те же методические приемы, что и при поисках структур (фронтальных, тыловых, сквозных и навешенных) верхнего этажа.

Наиболее результативными пока являются сейсморазведка и глубокое бурение.

Необходимо подчеркнуть, что выявление поднадвиговых (подпокровных) структур представляет большой резерв для открытия новых продуктивных антиклинальных зон, для приращения к перспективным на нефть и газ землям новых обширных территорий.

ОСОБЕННОСТИ ПОИСКОВ ЛОВУШЕК УВ, СВЯЗАННЫХ С ПОГРЕБЕННЫМИ РИФАМИ

Собственно рифовые тела подразделяются на три основных типа.

1. *Барьерные рифовые системы* — это зональные тела протяженностью в десятки и сотни километров, шириной 1,5—2,5 км, мощностью от 150 до 2000 м, контактирующие во внешней части с толщами компенсации. Барьерные рифы асимметричны, с крутыми (15—45°) высокоамплитудными глубоководными и пологими малоамплитудными шельфовыми склонами. По простиранию рифовых гребней локализуются локальные вершины амплитудой от единиц до 200 м и размерами (0,5—1)×(1—4) км. Подрифовые отложения залегают часто моноклинально или флексурообразно. Надрифовые отложения образуют выполаживающиеся вверх по разрезу пологие поднятия, «носы», флексуры, осложненные локальными куполами. На пересечениях с антиклиналями барьерные рифы образуют комбинированные ловушки, обычно более перспективные, чем внеструктурные участки рифов.

2. *Одиночные внешние рифы* окружены со всех сторон компенсирующей толщей, подразделяются на: а) конусовидные и подковообразные рифы («пиннаклы») большой мощности (до 350 м), с малой площадью основания (1—2)×(2—8) км и крутыми склонами от единиц до нескольких десятков градусов. Они часто образуют цепочки и связки; б) плосковершинные и атолловидные (кольцевые) рифы — округлые массивы часто большой площади и с центральной лагуной, окруженной локальными органогенными постройками. Одиночные рифы, как правило, сопровождаются азональными локальными структурами облекания (уплотнения).

3. *Одиночные шельфовые органогенные постройки*, расположенные среди мелководных карбонатных и карбонатно-хемогенных отложений, представляют линзовидные и холмовидные тела небольших размеров (0,5—1)×(1—4) км и амплитуды (10—80 м), часто связаны с антиклиналями, горстовидными блоками, флексурами и сопровождаются малоамплитудными структурами облекания, во многих случаях более перспективными, чем сами органогенные постройки.

Физические свойства рифовых тел существенно отличаются от окружающих их отложений, что создает благоприятные предпосылки для формирования аномалий в геофизических полях.

Удельное электрическое сопротивление рифогенных образований в 2—4 раза выше, чем бассейнового комплекса, но соизмеримо с сопротивлением шельфового и эвапоритового компенсирующего комплексов. Терригенные и терригенно-карбонатные отложения компенсирующего комплекса имеют пониженное сопротивление.

Плотность рифогенных образований изменяется от 2,4 до 2,77 г/см^3 в зависимости от пористости и доломитизации. При полной доломитизации плотность скелета породы возрастает с 2,72 до 2,83 г/см^3. Увеличение плотности пород на 1—4 % отмечается и для надрифовых структур уплотнения. Глинисто-карбонатный бассейновый и карбонатный мелководно-шельфовый комплексы имеют пониженную (на 0,02—0,18 г/см^3) плотность по сравнению с рифами (в случае их доломитизации). Плотность существенно изменяется: при терригенном составе компенсирующий комплекс имеет плотность менее 2,5 г/см^3; при эвапоритовом составе тот же комплекс может иметь как повышенную, так и пониженную по отношению к рифу плотность в зависимости от соотношения в разрезе ангидритов (2,8 г/см^3) и солей (2,15 г/см^3).

Скорость распространения сейсмических волн в рифогенных образованиях зависит от ряда факторов, в том числе от пористости, плотности и доломитизации. В сильно доломитизированных известняках пластовые скорости достигают 6,1—6,5 км/с. Установлены значительные колебания скорости 3,5—6,1 км/с в известняках различных типов.

В отложениях бассейнового комплекса пластовые скорости в рифовых отложениях обычно более низкие 3,8—5,0 км/с, а в терригенных, терригенно-карбонатных и соляных компенсирующих комплексах ниже на 0,5—1,5 км/с, чем в рифогенном. Однако при преобладании в эвапоритах ангидритов скорости в рифогенном и компенсирующем комплексах могут быть близкими или даже более высокими в последнем. Повышение скорости на 3—9 % отмечается для надрифовых структур уплотнения.

Магниторазведка не является поисковым методом при выявлении рифов, так как рифовые массивы немагнитны и не формируют аномалии в магнитном поле, однако ее результаты следует привлекать для прогнозирования рифовых объектов. В ряде районов отмечается приуроченность рифовых тел к очагам платформенного магнетизма или к зонам глубинных разломов, отражающимся линейными магнитными максимумами; установлена приуроченность одиночных атоллов к относительным локальным максимумам магнитного поля.

Электроразведка используется в комплексе с другими методами для выявления бортовых зон палеопрогибов и в некоторых случаях для поисков локальных рифов и прямой оценки их нефтегазоносности. В бассейнах с терригенным выполнением (Камско-Кинельская система) центральные час-

ти прогибов отображаются по результатам методов ТТ, МТЗ, ВЭЗ, ЗСБЗ аномалиями 100—450 См, а бортовые уступы — зонами наибольших градиентов изменения параметров.

В определенных геологических условиях положительные результаты при поисках рифов дает гравиразведка. Наибольшая избыточная плотность 0,34 г/см^3 и максимальный аномальный эффект наблюдаются, когда вмещающий риф породами являются соли. Аномальный эффект может достигать 0,5×10 м/с на каждые 100 м высоты рифа (в зависимости от глубины его залегания и площади). Если вмещающие породы представлены терригенными образованиями, избыточная плотность рифов не превышает 0,15—0,2 г/см^3 и рифовые массивы создают незначительный аномалии до 0,7×10 м/с. Наиболее четко отображаются седиментационные рифовые уступы, которым соответствуют линейные зоны высоких градиентов убывания аномалий силы тяжести или их производных. Так, седиментационному уступу Прикаспийской впадины отвечает гравитационная ступень амплитудой около 40×10 м/с. Однако для однозначной интерпретации геологической породы гравитационных ступеней необходимо их пересечение региональными сейсмическими профилями и параметрическими скважинами.

Для выделения рифовых тел применяется и термометрия. В тепловом поле рифу, залегающему в терригенных породах, может соответствовать положительная аномалия вследствие более высокой теплопроводности известняков. Уменьшением температурного градиента отмечается атолл Хорсшу в Пермском бассейне, барьерный риф Эдвардс в Техасе.

Наиболее информативным методом при поисках и картировании рифов в бассейнах любого типа является сейсморазведка МОГТ и ее комплекс со скважинными методами (МОГ, ВСП, акустический каротаж). Для выделения рифов используются сейсмические разрезы и карты по надрифовым границам, карты времен (t) предположительно рифогенных, компенсирующих и перекрывающих их толщ, карты пластовых и интервальных скоростей, графики и карты различных параметров, отображающих аномалии динамических характеристик колебаний, синтетические сейсмограммы и графики скоростей. Выделяемые аномалии позволяют прогнозировать местоположение рифа, рельеф его кровли, иногда мощность, характер выклинивания компенсирующих толщ и перекрывающий риф отложений, однако дают недостаточную информацию о границах замещения рифовых фаций на нерифовые, т.е. о литологических границах ловушек. Разрешающая способность сейсморазведки понижается в высокоскоростном разрезе, так как при $v_{инт}$ 5,5 км/с во временном интервале 0,05 с укладывается карбонатное тело мощностью 130 м.

Повышение информативности сейсморазведки возможно путем комплексирования полевых (МОГТ) и скважинных (МОГ) методов и использования пространственных наблюдений МОГ. Для выделения рифов в ряде случаев, в частности при их залегании под мощными соляными, ангидритовыми и глиняными телами, может быть эффективен КМПВ.

Для опознавания рифов необходимо использовать комплекс признаков, так как ряд особенностей волнового поля может быть присущ и другим геологическим телам — глинистым и соляным диапирам, эрозионным выступам, интрузиям и т.п.

Поиски и подготовка рифов к глубокому бурению должны проводиться поэтапно.

На первом этапе трассируются бортовые зоны некомпенсированных прогибов и их рифовых трендов, выявляются локальные аномалии физических полей, возможно связанных с рифами, проверяется их природа, вырабатываются критерии опознавания рифов. Поиски рифов осуществляются преимущественно сейсморазведкой МОГТ в комплексе с высокоточной грави-, электро- и сейсморазведкой с параметрическим бурением. Сейсмические профили задаются по результатам гравиразведки и электроразведки вкрест простирания аномальных зон, предположительно связанных с бортами некомпенсированных прогибов и рифовыми телами. Расстояние между профилями определяется возможными размерами объектов и составляет от 2 до 5 км, целесообразно применение продольно-непродольного профилирования МОГТ.

На втором этапе подготавливаются к глубокому бурению рифы, надрифовые структуры облекания, оценивается реальность существования подрифовых поднятий и проводится их подготовка к бурению. прогнозируется тип рифового тела и его нефтегазоносность. Основной метод подготовки рифовых ловушек к бурению — сейсморазведка, применяется также комплекс с бурением, скважинной сейсморазведкой МОГ и скважинной гравиметрией. Плотность сети сейсмических профилей от 1,5 до 2,5 км/км^2 и более, расстояния между профилями до 300—500 м. Системы профилей (в зависимости от формы рифовой аномалии) могут иметь различный характер, т.е. они могут быть ортогональные или радиальные. Концы профилей должны выходить в разнофациальные зоны и увязкой контуров отдельно в пределах органогенного тела и в смежных фациальных зонах.

ОСОБЕННОСТИ ПОИСКОВ ЛОВУШЕК УВ НЕАНТИКЛИНАЛЬНОГО ТИПА

В последние годы все большую роль в поисковых и разведочных работах на нефть и газ стали играть залежи в неантиклинальных ловушках. Разнообразие обстановок терригенного осадконакопления определяет сложность выявления и подготовки к поисковому бурению неантиклинальных ловушек.

Эти задачи решаются комплексом геофизических методов, ведущим среди которых является сейсморазведка МОГТ с учетом АК, СК, ВСП, ГГК и других методов геофизических исследований в пробуренных скважин. В ряде случаев сейсморазведка комплексируется с электроразведкой в различных модификациях и с высокоточной гравиразведкой.

Сейсморазведкой МОГТ решаются структурные задачи картирования кровли и подошвы ловушки (при ее достаточной мощности) и задачи определения состава терригенных отложений и его латеральных изменений в пределах и в окрестности предполагаемых ловушек. Структурные задачи решаются традиционными методами, литологические — методом прогнозирования геологического разреза. Под прогнозированием геологического разреза (ПГР) понимается комплекс приемов углубленной обработки материалов сейсморазведки МОГТ и глубокого бурения с целью получения информации о вещественном составе и флюидонасыщении изучаемых объектов.

Формирование неантиклинальных ловушек часто связано с выклиниванием коллекторов. Наиболее успешно по данным сейсморазведки прослеживаются зоны выклинивания литолого-стратиграфических комплексов

на склонах крупных сводов и в бортовых частях прогибов и впадин. Однако достигнутая разрешающая способность сейсморазведки не обеспечивает во многих случаях выявления в пределах этих зон локальных объектов, особенно в сложных сейсмологических условиях и при малых углах схождения выклинивающихся границ.

Разрешающая способность сейсморазведки МОГТ повышается за счет расширения диапазона частот сейсмических колебаний и за счет более полного использования динамических параметров записи. Для интерпретации используются амплитудные параметры (изменение амплитуд, их огибающих, изменение средних амплитуд или энергии в интервале регистрации выклинивающихся горизонтов и др.) и спектральные характеристики отраженных волн. Способы основанные на использовании спектральных характеристик, обеспечивают более высокую разрешающую способность и достаточно широко применяются на практике.

Для определения вещественного состава и флюидонасыщения исследуемых объектов применяется электроразведка. Анализ теоретических кривых кажущегося сопротивления показывает, что появление в разрезе проводящего слоя или слоя высокого сопротивления, которые существенно отличаются от сопротивления вмещающей среды, вызывает заметное изменение формы кривой.

Различные методы электроразведки применяются для решения геологических задач, связанных с выделением литофациальных комплексов отложений. На Северном Сахалине исследования МТЗ позволили выделить по значениям сопротивлений распределение глинистых, песчанистых пород в разрезе нижнего — среднего миоцена и наметить локальные объекты поисков.

Методы ЭСМ и ЧЗ применяются в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с целью прослеживания зон резкого изменения мощности терригенных отложений и, в частности, выявления эрозионных врезов, выполненных терригенными породами, к которым приурочены неантиклинальные ловушки. Резкие изменения мощности низкоомных терригенных отложений в карбонатном разрезе вызывают значительное увеличение продольной проводимости всего разреза. В пределах Камско-Кинельской системы прогибов это дает возможность картировать локальные турнейские врезы, заполненные песчаными отложениями, к которым приурочены залежи нефти.

Для выявления и особенно для подготовки «нетрадиционных» объектов или объектов в сложной геологической обстановке необходимо комплексирование геофизических методов и глубокого бурения, использование высокоразрешающей сейсморазведки с учетом данных АК, СК, ВСП и ГГК в специальных параметрических скважинах. Результатом таких работ является картирование объекта, прогнозирование литологического состава (а в некоторых случаях и его продуктивности) и моделирование условий осадконакопления при формировании ловушек нефти и газа.

ОСОБЕННОСТИ ПОИСКОВ ЛОВУШЕК УВ В СКЛАДЧАТО-НАДВИГОВЫХ ЗОНАХ

Выявлять надвиги, благодаря их большой протяженности (сотни и тысячи километров), значительно легче, чем локальные складки, размеры которых обычно не превышают 7—15 км по длинной оси. Это дает возмож-

ность открывать нефтегазоносные структуры по принципу: от общего — к частному. Методика включает в себя выявление и трассирование в первую очередь региональных надвигов, а затем картирование осложняющих их антиклинальных ловушек. Поиски структурной пары: надвиг-складка могут производиться с помощью полевой геофизики, геологической и геоморфологической съемок, изучения особенностей неотектоники, дистанционными методами, а также бурением картировочных и поисковых скважин (Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т., 1983).

Из геофизических методов могут быть рекомендованы **сейсморазведка методом общей глубинной точки (МОГТ)** в комплексе с гравиметрией, а в областях развития соляной тектоники и с электроразведкой. Сейсморазведка МОГТ позволяет обнаруживать зоны надвиговых нарушений в тех районах, где разрез представлен литологически разнородными толщами, например, переслаивающимися пачками карбонатных и терригенных пород. В условиях однообразного разреза осадочных образований положительные результаты могут быть получены с помощью комплекса сейсморазведки и гравиметрии.

Гравиметрические аномалии, совпадающие с положительными структурами, выявленными сейсморазведкой, намечают положение зон надвигов, трассирующихся вдоль крутых крыльев гравиметрических «поднятий». По строению крыльев этих «поднятий» можно определить и направление наклона надвига, погружающегося в сторону пологого крыла структуры. При этом следует учитывать, что к фронтальным зонам надвигов приурочены линейные антиклинальные складки с крутыми крыльями, а к тыловым частям пластин — пологие куполовидные поднятия платформенного облика.

Новым перспективным методом поисков нефтегазоносных структур является **дистанционный метод**, внедрение которого в практику нефтегазопоисковых работ должно существенно повысить эффективность последних и явиться качественно новым этапом в их проведении. Эмпирически установлено, что одним из основных достоинств аэро- и космических снимков является «просвечивание» на них глубинной тектоники. Анализ тектонического развития структур показал, что «просвечивание» их на поверхности земли объясняется унаследованным развитием тектонических дислокаций, их длительным ростом, продолжающимся нередко с древнейших геологических эпох до наших дней (Яншин, 1953; Пейве, 1956; Камалетдинов, Постников, 1979, и др.) Благодаря этому рельеф земной поверхности повторяет элементы тектоники, контрастно выраженные в складчатых областях и в ослабленном виде — на платформах. Слабо проявленные формы рельефа доступны для фиксирования лишь с помощью аэро- и космических снимков.

Унаследованное развитие дислокаций и поднятий рельефа обеспечивается долго живущими надвиговыми нарушениями, чутко реагирующими на процессы горизонтального сжатия земной коры: при каждом новом сжатии происходит дополнительное тектоническое скучивание аллохтонных пластин осадочного чехла, что и вызывает формирование положительных форм рельефа. Благодаря этому новейший и современный этап развития земной коры континентов характеризуется оживлением движений по старым надвигам, интенсификацией процессов рельефообразования. Причем омоложение рельефа, также как и развитие структур, происходит унаследованно, согласуясь с ранее заложенными тектоническими элементами.

Вследствие того, что на платформах активность тектонических процессов ослаблена, поднятия рельефа здесь образуются весьма медленно и успевают нивелироваться денудацией и пенепленизацией. Рост поднятий местами столь незначителен, а разрушение форм рельефа настолько активно, что на космических снимках удается наблюдать лишь слабо выраженные реликты положительных структур, подчеркнутые фототонами той или иной интенсивности, которые другими методами обнаружить практически не представляется возможным.

Наиболее четко дистанционными методами выявляются надвиговые нарушения, выступающие на поверхность земли. Лобовые части таких надвигов даже в пределах платформ нередко выражены горным рельефом с крутыми склонами поднятий. Ярким примером сказанному может служить Жигулевский надвиг, выраженный в среднем течении р. Волги Жигулевскими горами. Необходимо иметь в виду, что региональные надвиги на платформах, в отличие от орогенных зон, представлены не протяженными горными хребтами, а прерывисто расположенными невысокими поднятиями рельефа, маркирующими в виде пунктира положение надвига на местности. Кроме того, тектоническая раздробленность непосредственно фронтальных частей надвиговых нарушений, облегчая их размыв, приводит к формированию оврагов, балок и речных долин. Следует также учитывать, что тектонически скученные зоны подвержены изостатическому погружению, вызывающему образование перед фронтом шарьяжей прогибов разных масштабов.

Современные горные хребты Урала, Тянь-Шаня, возникшие в процессе новейших и современных горизонтальных перемещений, связаны с надвигами и шарьяжами варисцийского возраста. Нередко варисцийские дислокации сами оказываются возрожденными более древними каледонскими и байкальскими аллохтонными структурами.

Связь современных форм рельефа и альпийской складчатости с надвиговыми дислокациями варисцийского возраста наиболее хорошо проявлена в пределах южной и северной периклиналей Урала, где складчатые сооружения погружаются под мезозой-кайнозойский чехол молодых эпипалеозойских платформ.

А.Л. Яншин (1953), исследуя Северное Приаралье, выяснил, что ядра альпийских антиклиналей здесь представлены размытыми палеозойскими поднятиями, непосредственно продолжающими варисцийские складчатые сооружения Мугоджар. Длительный унаследованный рост этих структур фиксируется сокращением мощности мезозойско-кайнозойских осадков на сводах антиклиналей, а также их более мелководным составом. В современном рельефе ко всем положительным структурам приурочены горные хребты и возвышенности.

Это важное геологическое открытие получило объяснение с позиций шарьяжного строения складчатых областей. Сейчас установлено, что антиклинальные складки Урала, и в том числе Южных Мугоджар, погребенные под мезозойско-кайнозойские отложения Северного Приаралья представляют аллохтонные структуры, связанные с надвиговыми и шарьяжными дислокациями, заложенными еще в варисцийскую эпоху складчатости. Активные движения по этим надвигам возобновлялись неоднократно, проявляясь вплоть до современной эпохи, чем и обусловлено формирование здесь горного рельефа.

Анализ соотношения тектонических структур со скульптурой совре-

менной земной поверхности, проведенный в ряде районов, позволяет заключить, что шарьяжи и надвиги являются структурными элементами, создающими положительные формы рельефа и обеспечивающими его унаследованное развитие с предшествовавших геологических эпох. При этом принципиальная схема формирования поднятий рельефа в орогенных поясах и на платформах совершенно одинакова, различия сводятся лишь к масштабу проявления горизонтальных движений: чем больше их амплитуда, тем выше рельеф. Поскольку механизм проявлений в рельефе надвиговых дислокаций всюду одинаков, для всех районов можно применять единую методику поисков нефтегазоносных структур с помощью аэро- и космических снимков. При этом необходимо учитывать, что линейно вытянутые формы поднятий рельефа даже небольшой высоты так же, как и горные хребты, свидетельствуют о развитии надвигов, а следовательно, и антиклинальных складок, которые к ним приурочены.

Поверхности надвигов, как правило, погружаются под более крутые склоны поднятий и хребтов, подчеркнутые со стороны разрывов развитием рек и глубоких оврагов. В тех же районах, где поднятий рельефа не происходит (например, в условиях тектонического покоя), надвиговые нарушения могут иметь отражение в виде отрицательных форм рельефа значительной протяженности.

Мы видим, что шарьяжи и надвиги являются важнейшими структурами земной коры, которым подчинено происхождение складчатости, орогенеза.

Следует отметить, что в практике поисково-разведочных работ некоторых районов б. СССР и за рубежом (США, Канада, Мексика) учитывается линейное размещение в плане продуктивных складок. Но выявление этой важной особенности структуры происходит «вслед за долотом», после бурения многих сотен скважин. Например, американские нефтяные фирмы в Поясе надвигов Скалистых гор безуспешно вели поиски углеводородов, начиная с 1924 г. по 1975 г., пробурив более 500 «сухих» скважин и практически не сделав никаких открытий. Наконец, в 1975 г. поисковые работы, настойчиво продолжавшиеся 51 год, увенчались открытием на северо-востоке штата Юта месторождения Пайнвью с начальными извлекаемыми запасами нефти до 31 млн т и газа 35 млрд м^3. Названное месторождение приурочено к фронтальной антиклинальной складке, образованной крупным региональным надвигом, погружающимся к западу. Углеводороды содержатся в песчаниках и известняках юрского возраста.

Когда выяснилось линейное расположение складок в плане, в последующие пять лет (с 1975 по 1980 г.) было открыто еще 19 нефтяных и газовых месторождений. Сейчас Пояс надвигов Скалистых гор представляет один из главных объектов поисково-разведочных работ в США, Канаде и Мексике.

Знание генезиса складчатости существенно ускоряет расшифровку строения структурных зон. Геолог-нефтяник может уверенно прогнозировать строение структурной зоны, основываясь на анализе даже небольшого количества данных, если он вооружен правильными представлениями о происхождении дислокации. Иначе говоря, если известен сам «образ», распознать его можно даже по слабозаметным незначительным признакам и элементам.

17.1.5. ПОНЯТИЕ ФОНДА СТРУКТУР И ЕГО ФОРМИРОВАНИЕ

Все структуры, вовлеченные в нефтегазопоисковые работы (выявленные и подготовленные), учитываются специальной формой статистической отчетности.

Совокупность выявленных и подготовленных структур по состоянию на 1 января текущего года образует фонд выявленных и фонд подготовленных структур (резервный фонд). Структуры резервного фонда до ввода в бурение классифицируются по их размерам: площади, амплитуде и величине перспективных ресурсов.

Общий фонд структур, учитываемый на начало каждого года, включает:

а) фонд подготовленных структур, еще не введенных в поисковое бурение (резервный фонд);

б) фонд структур, находящихся в поисковом (параметрическом) бурении или консервации (исследуемый фонд);

в) фонд структур, выведенных из поискового (параметрического) бурения (освоенный фонд), в котором выделяются месторождения и непродуктивные объекты;

г) структуры, выведенные из фонда по ревизии.

Анализ резервного фонда проводится с целью:

— оценки качества подготовки структур, в том числе структур, подготовленных к глубокому бурению в предшествующем году;

— ревизии фонда и отбраковки бесперспективных или недостаточно качественно подготовленных структур;

— оценки и уточнения перспективных ресурсов углеводородного сырья;

— определения очередности ввода структур резервного фонда в поисковое (параметрическое) бурение.

В результате анализа фонда структур устанавливаются:

общие закономерности размещения подготовленных объектов (структур) различных размеров по поисковым направлениям и территории в целом;

минимальные размеры ловушек;

подтверждаемость объектов;

обеспеченность заданных приростов запасов промышленных категорий ресурсами категории C_3 и восполняемость введенных в бурение структур фондом подготовленных объектов (структур);

успешность глубокого поискового бурения на объектах, подготовленных в районах, характеризующихся различным геологическим строением и т.д.

Соответствующие коэффициенты подтверждаемости, обеспеченности, восполнения, успешности учитываются при расчетах ресурсов категории C_3, формирующих прирост запасов нефти и газа промышленных категорий, и подготовке необходимого числа структур под глубокое бурение.

Структуры резервного фонда до ввода в бурение классифицируются по их размерам: площади, амплитуде и перспективным ресурсам (категории C_3).

В качестве прочих показателей оценки эффективности геолого-поисковых работ могут быть использованы:

обеспеченность объемов глубокого бурения фондом подготовленных структур;

трудоемкость подготовки одной структуры и 1 км ее площади;

стоимость подготовки одной структуры и 1 км^2 ее площади и др.

Для характеристики фонда выявленных и подготовленных структур используют следующие показатели:

• коэффициент обеспеченности ($K_{об}$) — отношение количества структур резервного фонда ($N_р$) к количеству вводимых в бурение за год ($N_{вб}$): $K_{об} = N_р/N_{вб}$;

• коэффициент восполняемости ($K_в$) — отношение количества структур, подготовленных за год (N) к количеству структур, вводимых в бурение за год ($N_{вб}$): $K_в = N/N_{вб}$.

По состоянию фонда подготовленных структур оцениваются перспективы развития поисковых работ в регионе. Анализ фонда структур показал, что наибольшая эффективность поисковых работ достигается при $K_{об} = 4-5$, т.е. когда фонд структур обеспечивает развитие поискового бурения на 4—5 лет, и $K_в = 1{,}1-1{,}2$, т.е. восполнение фонда структур происходит с большим темпом, чем его вовлечение в поисковое бурение.

Учет величины подготавливаемых ресурсов категории C_3 особенно важен в современных условиях, поскольку наряду с другими показателями от количества и степени концентрации этих ресурсов на поисковых объектах во многом зависит рентабельность их освоения, а значит, и стоимость лицензионных участков. Поэтому при проведении геолого-поисковых работ должны учитываться и закономерные изменения ресурсов категории C_3 на локализованных объектах, ибо по мере изученности территории их величина уменьшается, как и размеры самих объектов, вовлекаемых в поисково-разведочный процесс.

Ранжирование объектов по величине ресурсов категории C_3 и технико-экономический расчет рентабельности ввода каждого объекта в глубокое бурение исходя из максимально возможных объемов добычи нефти (газа) обусловливают повышение эффективности геологоразведочных работ в целом. Поэтому при выборе первоочередных объектов под глубокое бурение прежде всего следует учитывать величину ресурсов категории C_3.

В основе расчета числа структур, необходимых для подготовки ресурсов категории C_3 на перспективу, лежит связь эффективности геолого-поисковых работ с уровнем освоенности начальных потенциальных ресурсов. Анализ материалов по различным нефтегазоносным провинциям и областям показал, что величина средних ресурсов нефти (газа) подготовленной структуры изменяется в зависимости от разведанности ресурсов аналогично изменению удельных приростов запасов промышленных категорий на 1 м бурения. Эта связь является статистической и при высокой степени разведанности ресурсов позволяет достаточно уверенно прогнозировать средние размеры ресурсов категории C_3 перспективных площадей. На основе этой средней величины определяется минимальное число объектов, необходимое для реализации задания по подготовке запасов на короткий срок (3—5 лет) и более длительную перспективу.

17.2. СТАДИЯ ПОИСКОВ И ОЦЕНКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГАЗА

Объектами проведения работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей) являются ловушки, подготовленные для глубокого бурения в соответствии с действующими требованиями, с подсчитанными перспективными ресурсами категории C_3 и открытые месторождения (залежи), где ожидается выявление новых залежей нефти и газа.

Первоочередными объектами поискового бурения являются:

— поднятия, расположенные в пределах главных направлений поисково-разведочных работ, определяемых по совокупности геолого-геофизических материалов (по комплексному проекту);

— поднятия с максимальными ресурсами по категории C_3;

— поднятия, признанные кондиционными, т.е. уверенно закартированные по нескольким маркирующим горизонтам, а также отвечающие требованиям «Методических указаний по критериям кондиционности и подтверждаемости объектов...». По ним должна быть составлена обоснованная геолого-геофизическими данными структурная карта, позволяющая выбрать оптимальные точки заложения поисковых скважин;

— при изучении группы поднятий первоочередными объектами являются те из них, которые позволяют подтвердить нефтегазоносность всей группы площадей;

— при выборе первоочередных объектов необходимо производить технико-экономический расчет рентабельности ввода каждого объекта в глубокое бурение, исходя из условий максимально возможных объемов добычи нефти, экономического эффекта от затрат на поисково-разведочное бурение на площади поднятия. Аналогичный расчет необходим и для группы мелких поднятий, вводимых в бурение в виде самостоятельного объекта.

При анализе эффективности ловушки необходимо:

- Определить степень изменения строения ловушки после ее заполнения углеводородами.
- Определить, прогнозируется ли наличие покрышки, подстилающего, латерального экрана или экранирующих разломов по результатам палеогеографических реконструкций.
- Оценить, имеются ли данные достаточной плотности, позволяющие выделить экранирующий осадочный комплекс с высокой достоверностью.
- Определить в пределах ловушки площадь развития экранирующих отложений и наличие локальных участков эрозии.
- Оценить способность покрышки удерживать прогнозируемый столб углеводородов: использовать данные аналогичных месторождений при прогнозе высоты залежи.
- Если предполагаемая залежь находится в зоне АВПД, необходимо построить график градиента давления и сделать количественную оценку его воздействия на герметичность покрышки.
- Определить наличие видимых признаков углеводородов в ловушке (прямых сейсмических признаков УВ) или их просачивания через покрышку («газовое облако»).

Решение о вводе объектов (площадей) в поисковое бурение принимается при наличии проекта поискового бурения. На каждую площадь

оформляется паспорт, а на каждую скважину — дело, которые являются первичными документами долговременного хранения и ведутся по единой установленной форме.

Типовой комплекс работ включает:

бурение и испытание поисково-оценочных скважин;

детализационную скважинную и наземную (морскую) сейсморазведку;

специальные работы и исследования по изучению геологического разреза, положения контуров залежей и элементов ограничения залежи.

Основная цель работ на стадии поисков и оценки — открытие месторождений нефти и газа и выявление новых залежей в пределах известных месторождений, находящихся на различных стадиях освоения и оценка их промышленной значимости. Поиски осуществляются путем бурения скважин на подготовленных к глубокому бурению локальных структурах и ловушках. К поисковым относятся все скважины (за исключением опорных, параметрических, структурных и других скважин специального назначения), начатые и законченные бурением на площади до получения в одной из них первого промышленного притока нефти или газа при опробовании испытателями пластов в процессе бурения или в эксплуатационной колонне.

Поисково-оценочные работы проводятся при наличии лицензии и утвержденной проектной документации.

Основным проектным документом является проект поисково-оценочных работ. Проекты составляются производственными или научно-исследовательскими организациями в соответствии с действующими положениями и инструкциями.

Форма и содержание проекта поисков и оценки должны отвечать требованиям документов, регламентирующих составление проектных документов.

К проекту прилагается:

— обзорная карта;

— схема расположения поисковых скважин на исходной структурной основе;

— сводный нормальный геолого-геофизический разрез площади;

— структурные карты по данным работам на стадии выявления и подготовки объектов к поисковому бурению;

— геологические профильные разрезы;

— схема расположения скважин оценочного бурения (для стадии поиска и оценки месторождения или залежи).

Поисковое бурение решает следующие основные задачи:

- вскрытие проектных нефтегазоперспективных комплексов пород в пределах контура ловушки по всему разрезу отложений или на технически доступную глубину;
- выделение во вскрытом разрезе пластов-коллекторов и флюидоупоров и оценка продуктивности каждого пласта (или пачки пластов) по совокупности геолого-геофизических данных;
- получение притоков нефти и газа и испытание отдельных выделенных пластов (или пачки пластов);
- определение в отдельных скважинах физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях, а также гидрогеологических особенностей нефтегазоперспективных комплексов пород;

• изучение в отдельных скважинах физических свойств коллекторов по данным лабораторных исследований керна и материалам геофизических исследований скважин (ГИС);

• предварительная геометризация основных продуктивных и перспективных горизонтов по емкостным и промысловым параметрам, а также предварительное выделение этажей разведки;

• получение общих представлений о величине запасов нефти и газа выявленных залежей по категориям С и частично C_1.

Эти задачи с позиций системного анализа описываются в виде ряда последовательных операций с обратными связями, составляющих модель поисков залежей. На рис. 17.4 приведена схема процесса поисков, которая отражает последовательность решения задач и получаемые результаты.

Входом процесса поиска является подготовленная к поисковому бурению антиклинальная ловушка, по которой составлена технически обоснованная карта изогипс для опорного отражающего горизонта в разрезе нефтегазоперспективного комплекса или вышележащих отложений, и основные сведения об этой ловушке. Последовательность ввода ловушек в бурение должна обеспечивать выявление наиболее крупных месторождений с минимальными затратами в самых благоприятных геолого-экономических условиях.

При поисках залежей нефти и газа применяется комплекс работ, который устанавливается проектом поискового бурения и включает в оптимальном объеме следующие виды исследований: бурение скважин до глубин залегания объектов поисков или на технически доступную к настоящему времени глубину, отбор керна и шлама на границах основных стратиграфических комплексов пород, в интервалах залегания перспективных на нефть и газ отложений, а в хорошо изученных районах — бурение без отбора керна или с минимально необходимым его отбором. В поисковых скважинах проводятся промыслово-геофизические исследования, в случае необходимости также скважинные геофизические исследования, качественное опробование перспективных объектов на приток в процесс бурения, испытание скважин в эксплуатационной колонне на различных режимах, оценка дебитов скважин и их изменений во времени и т.д. При получении промышленных притоков нефти и газа исследуются продуктивные горизонты, в отдельных скважинах проводятся работы по интенсификации притоков нефти и газа, отбираются и анализируются глубинные и поверхностные пробы нефти, газа и воды, рекомбинированные пробы из газоконденсатных залежей и газовых шапок, осуществляется комплексный анализ кернового материала, в первую очередь из продуктивных горизонтов.

В необходимых случаях одновременно с бурением глубоких поисковых скважин на основе специальных проектов на площади проводятся дополнительные детализационные геофизические исследования.

После осуществления указанных мероприятий производятся предварительный анализ обоснованности представлений о строении ловушки, их погрешностей по данным бурения поисковых скважин и оценка степени решения поставленных задач, которые на современном уровне развития техники могут быть решены полностью, частично или не решены вовсе.

Длительность стадий поисков залежей нефти и газа определяется временем от заложения первой поисковой скважины до получения первого промышленного притока. Нефтяные и газовые залежи могут быть открыты структурной, параметрической или скважиной другого назначения до ввода

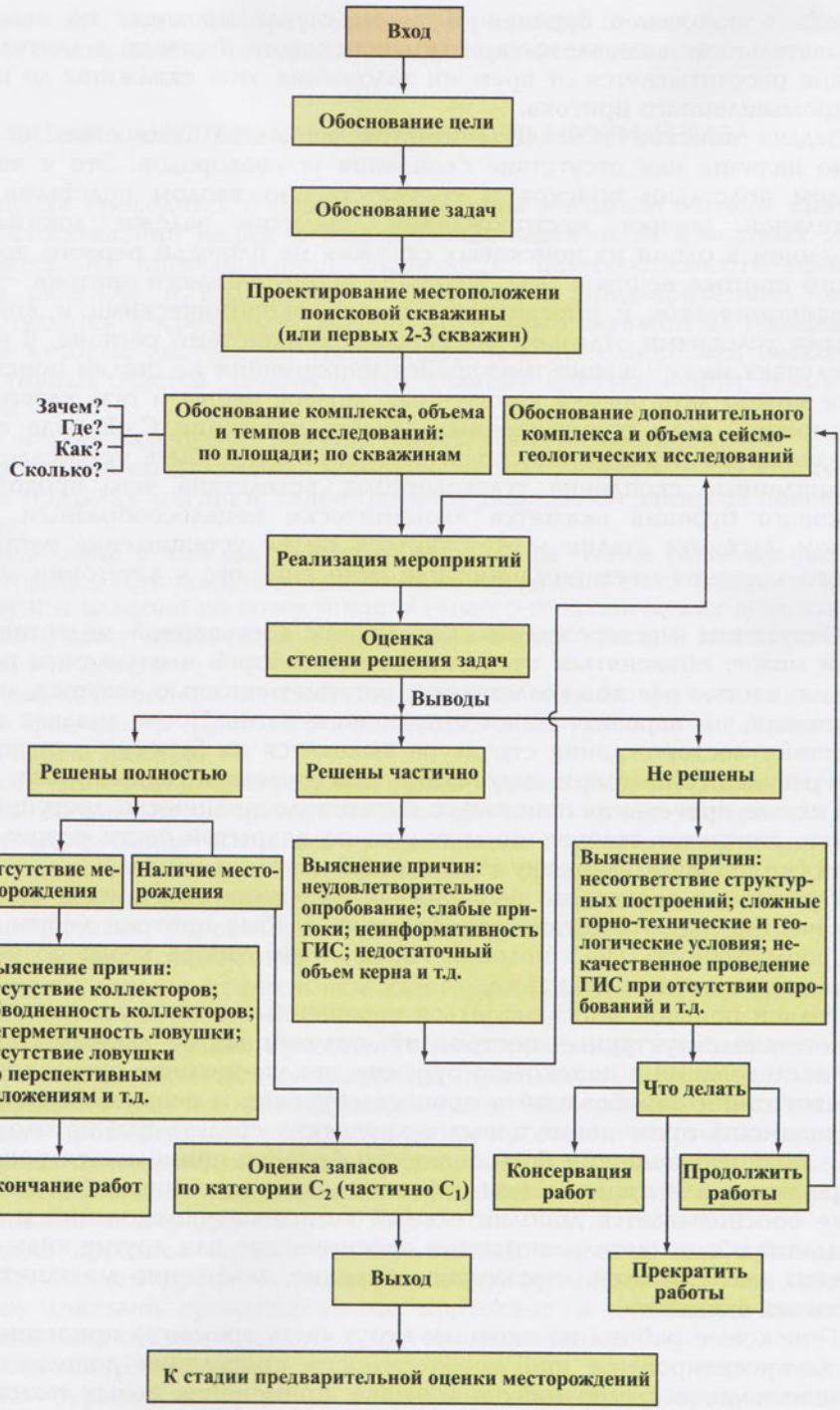


Рис. 17.4. Последовательность решения задач (операционная модель) поисков залежей нефти и газа

площади в поисковое бурение. В таком случае проходка по скважине-открывательнице включается в объем поискового бурения, а длительность поисков рассчитывается от времени заложения этой скважины до получения промышленного притока.

Задача поисков залежей считается решенной полностью, если доказано наличие или отсутствие скопления углеводородов. Это и является выходом подстадии поисков и соответственно входом подстадии предварительной оценки месторождений. Наличие залежи доказывается получением в одной из поисковых скважин на площади первого промышленного притока нефти и газа. Величина промышленного притока — понятие экономическое и определяется геолого-экономическими и конъюнктурными условиями отдельно для каждого конкретного региона. В некоторых случаях на основании имеющейся информации на стадии поисков залежей можно дать оценку выявленных запасов нефти и газа категории С и возможной доли промышленных запасов категории С. В ряде случаев по результатам бурения поисковых скважин могут быть установлены непромышленные скопления углеводородов, вследствие чего продолжение поискового бурения окажется экономически нецелесообразным. Таким образом, выходом стадии может явиться также установление непромышленного значения месторождения или отнесение его к категории забалансовых.

Отсутствие месторождения в условиях достоверной подготовки ловушки может объясняться отсутствием коллекторов в изучаемом разрезе, обводненностью пластов-коллекторов, негерметичностью ловушки, отсутствие таковой по перспективным отложениям и т.п. После анализа причин отсутствия месторождения структура выводится из бурения с отрицательными результатами (выход подстадии). При этом необходимо иметь в виду, что в случае проведения поискового бурения до технически доступных глубин оно считается завершенным только по вскрытой части разреза отложений (т.е. по определенному стратиграфическому комплексу).

Причинами частичного решения поставленных задач могут быть: плохое качество или отсутствие опробований, слабые притоки нефти и газа, неинформативность ГИС, недостаточный объем отбора керна по перспективным комплексам пород и т.д.

Задачи поисков могут оказаться нерешенными, если установлены: несоответствие структурных построений, полученных по данным сейсмических исследований и поискового бурения; некачественное проведение ГИС при отсутствии опробований в процессе бурения и испытания скважин и необходимость применения новых технических средств или методов, и т.д. После выяснения причин безуспешности бурения принимается решение о прекращении или продолжении работ на локальной площади. В последнем случае обосновывается дополнительный комплекс исследований и его оптимальный объем (детализационные сейсмические или другие виды геофизических исследований, структурное бурение, заложение дополнительных поисковых скважин).

Поисковые работы на площади могут быть временно приостановлены или законсервированы при необходимости проведения дополнительных геофизических исследований на ловушке, применения новых технических средств и методов, концентрации работ на других, более важных объектах. В последних двух случаях структуры переводятся в фонд законсервированных. В результате открытия месторождения или залежи нефти и газа дает-

ся заключение о целесообразности и очередности проведения оценочных работ, обосновывается методика последующих исследований.

17.2.1. ОЦЕНКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГАЗА

Оценка проводится с целью определения масштаба запасов выявленных месторождений нефти и газа и новых залежей на известных месторождениях, их промышленной значимости, целесообразности промышленной разведки и подготовки к разработке. Предварительная оценка осуществляется посредством бурения оценочных скважин на площадях, в разрезе которых достоверно установлено наличие одного или нескольких продуктивных пластов, давших промышленные притоки нефти, газа и конденсата.

Основные задачи бурения при оценке месторождений:

- вскрытие продуктивных и перспективных на нефть и газ комплексов пород в пределах ловушки, слабо охарактеризованной данными поискового бурения;
- выделение в каждой скважине в пределах этажа разведки пластов-коллекторов и флюидоупоров и оценка продуктивности каждого пласта (или группы пластов) по совокупности геолого-геофизических данных;
- получение промышленных притоков нефти и газа и испытание всех выделенных пластов;
- определение по каждой выявленной залежи физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях и гидрогеологических характеристик;
- изучение по каждой установленной залежи физических свойств коллекторов по данным лабораторного исследования керна и материалам ГИС;
- геометризация основных продуктивных горизонтов месторождения по емкостным и промысловым параметрам в пределах этажа разведки, определение местоположения газожидкостных и водонефтяных контактов в отдельных точках, корректировка выделенных этажей разведки по вскрытой части разреза отложений;
- оценка запасов нефти и газа категорий C_1 и C_2 месторождений и залежей.

В отдельных случаях при оценке месторождений с целью уточнения промысловых характеристик коллектора проводится опытная эксплуатация пробуренных в рамках данной стадии единичных скважин. Опытная эксплуатация проводится по индивидуальным проектам, в которых определяются сроки проведения и максимальные объемы отбора нефти и газа. Проекты опытной эксплуатации скважин проходят экспертизу и утверждаются в установленном порядке.

Схема процесса оценки месторождений нефти и газа приведена в рис. 17.5. Входом процесса является скопление нефти или газа, наличие которого доказано промышленными притоками в поисковых скважинах или скважинах-открывательницах другого назначения.

Комплекс работ, осуществляемых на стадии оценки месторождений, включает: бурение, отбор керна в пределах выявленных продуктивных горизонтов, опробование и испытание скважин; геологические и геофизические исследования скважин (в полном объеме) в процессе их бурения и испытания, а также различные методы интенсификации притоков нефти и

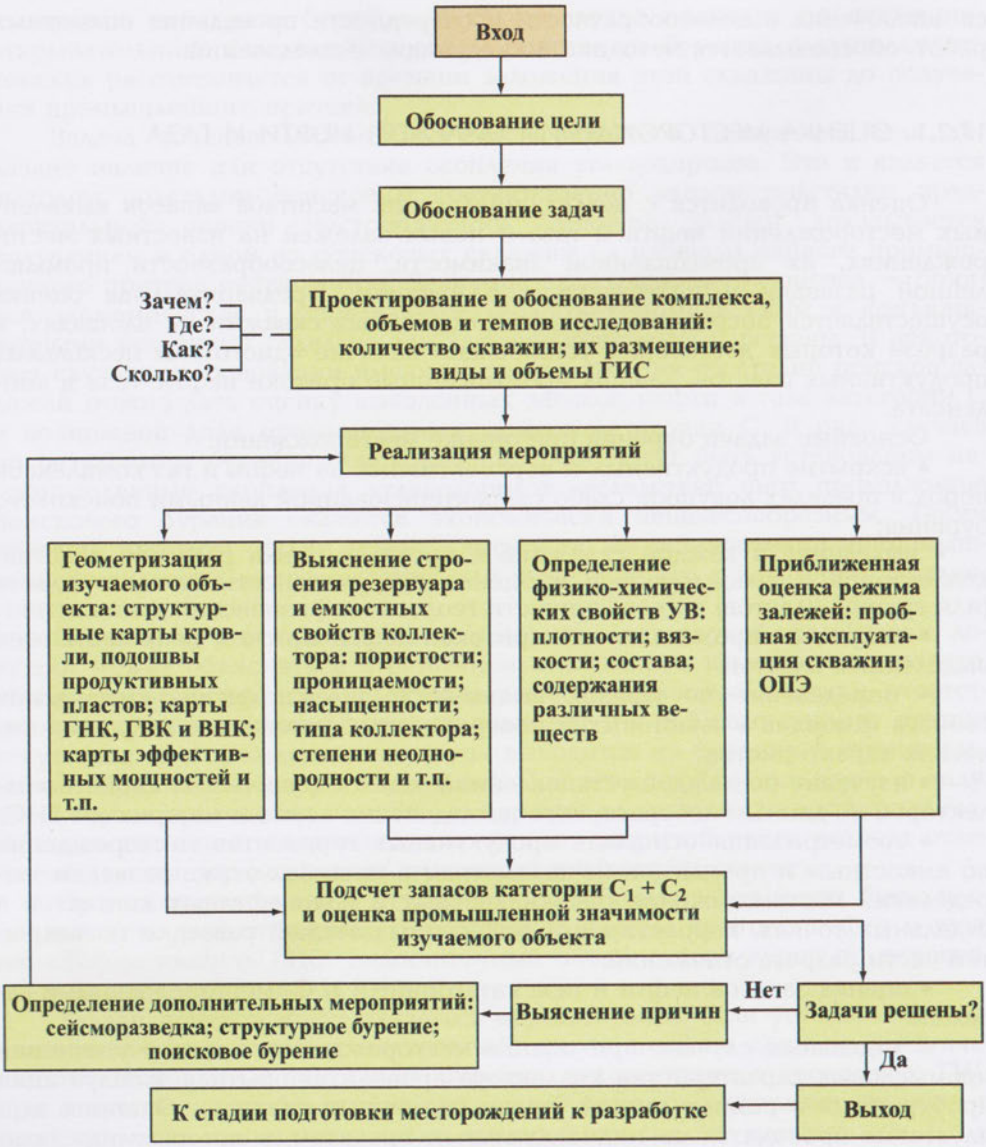


Рис. 17.5. Последовательность решения задач (операционная модель) на стадии предварительной оценки месторождений нефти и газа

газа; лабораторные исследования пород и флюидов; пробную эксплуатацию залежи; детализационные геолого-геофизические работы (сейсморазведку, структурное бурение) в случае необходимости уточнения морфологических особенностей и повышения надежности структурных построений по продуктивным отложениям.

В процессе реализации запланированного объема исследований определяются внешние характеристики ловушки и залежей нефти и газа (морфология, ориентировочные границы распространения залежей, прибли-

женная оценка типов залежей), свойства пород-коллекторов (пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность, тип коллектора, степень неоднородности), физико-химические свойства углеводородов и приближенно оценивается режим залежей. После определения уровня изученности перечисленных параметров подсчитываются запасы нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов по категориям C_1 и C_2, оцениваются промышленная значимость месторождения, а также достоверность полученных результатов.

По итогам предварительной оценки месторождения производится анализ сходимости представлений о его геологическом строении, полученных на основании результатов подготовительных работ и бурения глубоких скважин; создаются варианты модели залежей (месторождения) для проектирования на базе математических расчетов рациональной системы размещения разведочных скважин; рекомендуется оптимальная методика разведки месторождения.

Таким образом, выходом стадии поисков и оценки месторождения и, соответственно, входом этапа разведки (стадии подготовки его к разработке) является открытое месторождение (или залежь) нефти и газа, запасы которого получили оценку по категориям C_1 и C_2. В зависимости от результатов оценки на объект готовится проект оптимальной разведки. Часть небольших месторождений и новых залежей в пределах известных месторождений, расположенных главным образом в освоенных районах, может вводиться непосредственно в разработку и доразведываться опережающими эксплуатационными скважинами. Выявленные месторождения или залежь могут быть также отнесены к категории забалансовых или временно законсервированы, если разведка и разработка их отодвигается на длительный срок. В этом случае месторождения нефти и газа относятся к числу резервных.

Если задачи стадии оценки месторождений нефти и газа не решены или решены лишь частично, то в оперативном порядке выясняются причины этого, и в случае необходимости на основе специальных проектов на площади выполняется комплекс дополнительных мероприятий по изучению месторождения: детальные геофизические исследования, структурное и глубокое бурение.

Решение задач поисков и предварительной оценки месторождения

Таблица 17.2

Доля запасов категории C_1, достаточная для завершения стадии поиска и оценки по месторождениям различного класса крупности

Класс месторождений по величине запасов	Индекс класса	Запасы		Доля запасов категории C_1, %
		нефти, извлекаемые, млн т	газа, балансовые, млрд м^3	
Уникальные (У)		Более 300	Более 500	20–25
Крупные (К)	K_1	200–300	200–500	25–30
	K_2	100–200	100–200	30–35
	K_3	30–100	30–100	35–40
Средние (С)	C_1	30–20	30–20	40–45
	C_2	10–20	10–20	45–50
Мелкие (М)	M_1	10–5	10–5	50–55
	M_2	5–1	5–1	55–60
	M_3	Менее 1	Менее 1	60–65

может в ряде случаев на некрупных объектах простого строения совпадать во времени и осуществляться первыми тремя поисковыми скважинами.

Оценка отрытого месторождения считается завершенной если на нем достигнуто следующее соотношение запасов категорий, приведенное в табл. 17.2. На мелких залежах оценка проводится по результатам поискового бурения. Поэтому мелкие месторождения и залежи могут вводиться в разработку и доразведываться опережающими эксплуатационными скважинами.

Если выявленное скопление не предполагается вводить в эксплуатацию, то после предварительной оценки его можно законсервировать.

17.2.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ПОИСКОВЫХ И ОЦЕНОЧНЫХ СКВАЖИН

Как показывает анализ эффективности поискового бурения по различным регионам, для решения поисковых задач во многих случаях недостаточно бурения одной поисковой скважины. Причем, чем сложнее строение ловушки, тем большее число скважин требуется для решения вопроса о наличии или отсутствии в ней скопления нефти или газа (рис. 17.6). Например, в случае простых и достаточно хорошо подготовленных структур Калининградской области для открытия месторождения нефти достаточно пробурить, как правило, одну поисковую скважину. Для более сложно построенных структур Днепровско-Донецкой впадины после бурения двух поисковых скважин вероятность открытия месторождения составляет всего 0,5. Практика геологоразведочных работ на нефть и газ показывает, что большинство месторождений выявляется первыми тремя поисковыми скважинами. По оценке исследователей за 15 лет первой поисковой скважиной было выявлено 58,7 % месторождений, второй — 18,6 % и третьей — 11,2 %. Таким образом, первыми двумя поисковыми скважинами открыты 77,4 % месторождений нефти и газа, первыми тремя — 88,6 %. Остальные 11,4 % месторождений, на открытие которых затрачено более 30 % общего количества поисковых скважин, незначительны по запасам, и поэтому только около 10 % их вводится в промышленную эксплуатацию.

Приведенные данные показывают, что отрицательный результат бурения первых поисковых скважин в большинстве случаев не принимается в качестве достаточного аргумента для заключения о бесперспективности ловушки. Для подтверждения этого бурят дополнительные поисковые скважины. Отрицательное заключение о перспективности ловушки бывает сделано после бурения первой поисковой скважины в 47,9 % случаев, после второй — в 71,1 %, после третьей — в 84,3 %, после четвертой — в 89,9 % случаев. При этом комплекс проведенных исследований в скважинах далеко не всегда был полным, а их структурное положение в ряде случаев не могло быть однозначно определено из-за невысокого качества подготовки структур к бурению.

Ежегодно большой объем поискового бурения приходится на площади (где пробурено четыре скважины и более), которые не получают оценки, и бурение их переносится на следующий год. Объемы работ на таких площадях значительны. Тем не менее такое положение, как правило, является следствием сложного строения недр, хотя нередко обусловливается неудов-

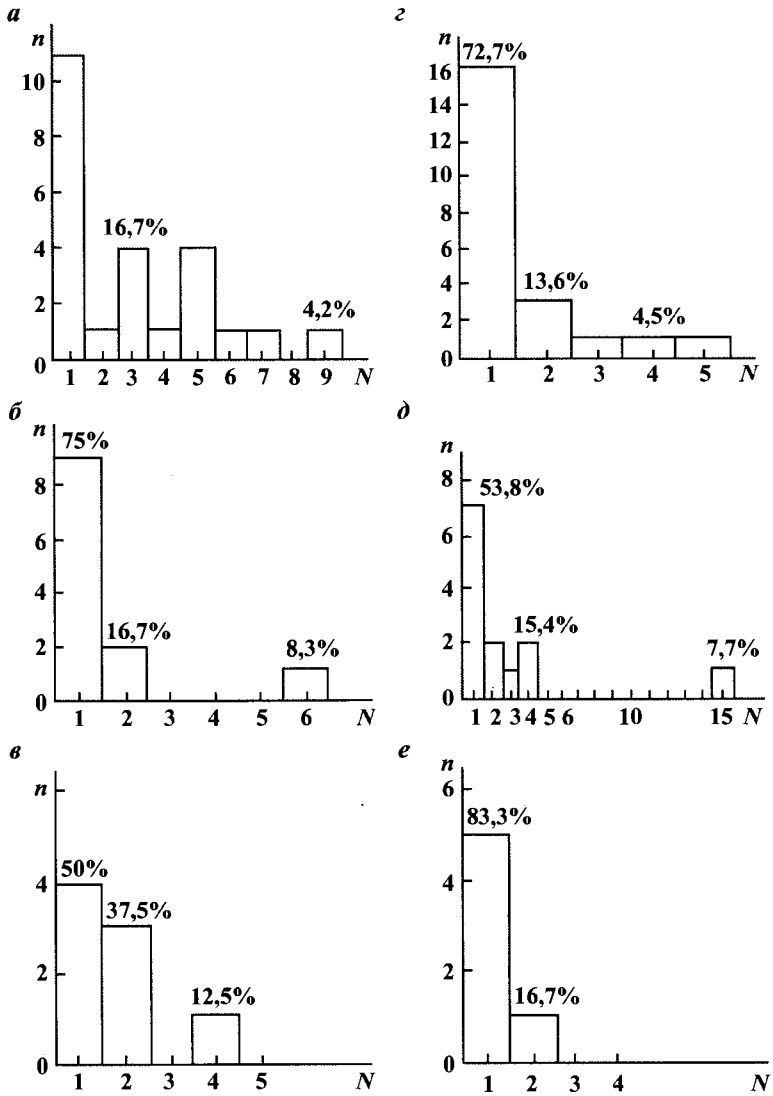


Рис. 17.6. Диаграммы распределения числа месторождений *n*, открытых первой, второй, *N*-й поисковыми скважинами по различным регионам:
а – Украина; *б* – Удмуртия; *в* – Белоруссия; *г* – Средняя Азия; *д* – Оренбургская область; *е* – Калининградская область

летворительным геологическим прогнозом или несовершенством применяемой методики поискового разбуривания. Всего около 12–15 % месторождений нефти и газа и непродуктивных площадей получают оценку после бурения четырех и более скважин. Увеличение количества поисковых скважин, с одной стороны, повышает надежность опоискования ловушки, а с другой — приводит к росту затрат на проведение поисковых работ.

Поисковые скважины бурят на всю мощность осадочных отложений до кристаллического фундамента или на технически доступную глубину.

Однако при наличии мощной толщи осадочных пород не всегда и не на каждой площади целесообразно опоисковывать разрез на всю мощность или на технически доступную глубину, так как в этом случае задерживается открытие и освоение скоплений углеводородов, залегающих на небольших глубинах.

В практике работ, особенно в изученных районах, поисковое бурение часто осуществляют до отложений, по которым в данный момент изучения региона доказана промышленная нефтегазоносность. Такой подход к поисковому бурению позволяет не только ускорить процесс поисков, но и избежать излишних затрат поискового бурения на опоискование малоперспективных глубокозалегающих отложений.

С другой стороны, история освоения многих нефтегазоносных провинций свидетельствует о том, что оценка перспектив нижних частей осадочного разреза принципиально менялась. Так, например, произошло с девонскими отложениями Татарии, меловыми отложениями б. Чечено-Ингушетии, триасовыми отложениями Предкавказья и др. Поэтому такая методика может приводить к задержке в освоении региона.

В новых районах необходимо обязательно бурение скважин, вскрывающих осадочный чехол на полную мощность или на технически доступную глубину, причем основной задачей таких скважин должно быть не столько поиски углеводородов, сколько параметрические исследования разреза. Важным аспектом выбора глубины поисковой скважины является определение этажей и последовательности поисков. Т.е. при проектировании поисковых работ необходимо в разрезе осадочного чехла выделить этажи поисков и разведки и определить последовательность опоискования перспективного разреза.

Решение этого вопроса определяется особенностями геологического строения региона и задачами, стоящими перед поисково-разведочными работами в данном регионе.

При несовпадении структурных планов выделяют этажи, поиски в пределах которых проводят независимыми сетками поисковых скважин. Этапность опоисковывания разреза может диктоваться и экономической ситуацией. Например, на севере Западной Сибири на первом этапе решалась задача создания сырьевой базы для развития газодобывающей промышленности, поэтому в первую очередь изучались регионально газоносные сеноманские отложения. Поиски углеводородов в нижнемеловых и юрских отложениях выполнялись на следующем этапе.

Количество скважин, необходимых для оценки промышленной значимости открытых месторождений, зависит от размеров месторождения и сложности его геологического строения. Для небольших по размерам залежей (с запасами до 5 млн т или 5 млрд $м^3$) простого геологического строения достоверную промышленную оценку можно провести по результатам только поискового бурения, не проводя дополнительных буровых работ. Для средних и крупных залежей, в особенности для тех, которые характеризуются сложным геологическим строением (т.е. при выклинивании и замещении коллекторов, наличии тектонических нарушений и др.), количество скважин должно быть достаточным для установления основных особенностей геологического строения изучаемой залежи и обеспечивать требуемое для данной стадии соотношение запасов категории C_1 и C_2.

17.2.3. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ И ТЕМПЫ РАЗБУРИВАНИЯ

К числу основных аспектов методики поискового и оценочного бурения относится определение темпов разбуривания локальной площади, т.е. скорости решения задач поисков и оценки месторождения нефти и газа и его геолого-экономической оценки.

Если на площади необходимо бурение нескольких скважин, то неизбежно возникает вопрос о порядке их заложения и рациональном количестве одновременно работающих на площади буровых станков. С геологических позиций оптимальным является последовательное бурение скважин, т.е. разбуривание площади одним станком и выбор точек заложения последующих скважин на основе геолого-геофизической информации, полученной в уже пробуренных скважинах.

Для ускорения темпов открытия и оценки месторождений и залежей нефти и газа на практике в ряде случаев применяется одновременное бурение нескольких скважин. Однако с ростом масштабов параллельного бурения, как еще в 1955 г. отмечал М.В. Абрамович, возрастает количество лишних и геологически неудачных поисковых скважин. Тем не менее, поскольку длительность поисково-разведочного бурения с экономической точки зрения является фактором того же порядка, что и его объем, увеличение продолжительности работ при последовательном бурении скважин хотя и снижает риск получения геологически лишних скважин, но приводит к их удорожанию.

Проведенные исследования показали, что последовательное бурение одиночных скважин предпочтительно на небольших залежах. В увеличении вероятности обнаружения залежи и ее размеров (прогнозных ресурсов) более эффективным становится одновременное бурение нескольких скважин.

17.2.4. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ТОЧЕК И СИСТЕМ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОИСКОВЫХ И ОЦЕНОЧНЫХ СКВАЖИН

Прослеживая историю развития нефтегазовой геологии у нас в стране и за рубежом, можно отметить, что по мере преобладания тех или иных концепций поисков нефти и газа, разработки новых технических средств и технологии бурения изменились и взгляды на ведение поисковых и оценочных буровых работ. Методика поисков полностью зависела от характера изучаемых объектов — ловушек нефти и газа. Большое разнообразие особенностей их геологического строения определило необходимость дифференцированного подхода к проведению поисково-разведочных работ на нефть и газ в конкретной геологической обстановке и обусловило возникновение ряда методов и систем размещения поисковых скважин.

При поисках месторождений и залежей нефти и газа объектом изучения является ловушка, подготовленная к глубокому бурению комплексом геолого-геофизических методов. Для определения места заложения поисковой скважины необходимо определить такую точку, бурение скважины в которой позволит однозначно доказать наличие скопления углеводородов в ловушке и оценить масштабы залежи или установить бесперспективность площади в отношении нефтегазоносности. Такими точками для различных

типов ловушек являются гипсометрически самые высокие точки ловушки, в которых вероятность открыть залежь максимальна. Несомненно, большое значение при постановке поискового бурения имеет достоверное знание морфологии ловушки. Причем в большинстве случаев в зависимости от качества и глубинности методов подготовки более или менее четко фиксируются сводовые участки ловушек антиклинального типа. Крылья и периклинали структур по объективным причинам вырисовываются, как правило, менее явно.

Следующим определяющим условием размещения скважин является сложность, а порой и неопределенность геологического строения картируемых геолого-геофизическими методами объектов поиска, главным образом в новых слабоизученных районах и на нижних глубокозалегающих стратиграфических этажах в старых освоенных районах. Геофизические методы нередко не фиксируют смещения сводов антиклинальных структур вниз по разрезу отложений.

Признаками, определяющими выбор методов поисков, служат также наличие и характер экрана (дизъюктивные нарушения, стратиграфические несогласия или литологические замещения), обусловливающего форму залежи нефти и газа в ловушках, и тип природного резервуара.

Таким образом, руководящим принципом размещения скважин, как и на стадии поисков залежей нефти и газа, является бурение в точках максимальной вероятности открытия залежи. На этом принципе основаны все методики и способы ведения поискового бурения на нефть и газ.

При проведении оценочных работ объектом изучения становится уже открытое месторождение (залежь), и при размещении скважин исходят из того, чтобы с минимальными затратами и максимально быстро установить особенности геологического строения месторождения (залежи) и оценить его размеры. Систему размещения оценочных скважин выбирают, исходя из размеров и сложности геологического строения, типа природного резервуара и характера насыщающего его флюида.

МЕТОД «КРИТИЧЕСКОГО» НАПРАВЛЕНИЯ

В результате анализа состояния геологоразведочных работ на нефть и газ на Устюрте В.Д. Ильин, К.А. Клещев и Е.И. Сафонов в 1967 г. предложили систему размещения поисковых скважин на малоамплитудных поднятиях.

Метод основан на тщательном изучении морфологии складок, имеющих плавные расплывчатые очертания и небольшие амплитуды, не превышающие первых десятков метров. Вверх по разрезу структуры выполаживаются, выражаясь в виде структурных террас и носов, или полностью раскрываются. Суть метода сводится к тому, что малоамплитудные поднятия, не имеющие четкого замыкания по данным сейсморазведки, одновременно разбуривают двумя независимыми скважинами. Первую из них закладывают в предполагаемом своде для выяснения нефтегазоносности складки, вторую бурят на участке ее менее явного элемента («критическое» направление). Таким элементом могут быть крылья и периклинальные окончания структур, а также межкупольные прогибы и седловины. В дальнейшем по мере усовершенствования методики применительно к структурам различного типа под «критическим» направлением ряд исследователей

(В.Д. Ильин, Г.А. Габриэлянц, А.Н. Золотов) стал понимать участок наименее выраженного замыкания ловушки, определяющий возможность сохранения залежи и ее вероятную высоту.

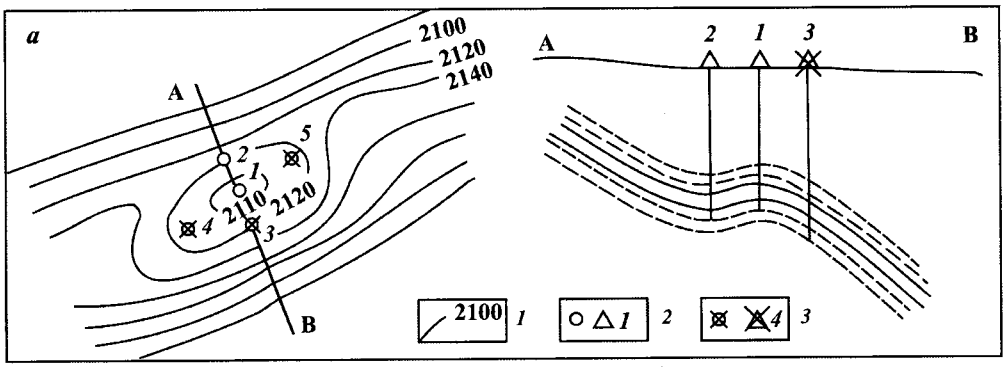
Если структуры расположены в пределах моноклинальных склонов, вторую скважину закладывают в направлении регионального подъема слоев, в зоне слабо выраженного замыкания складки (рис. 17.7, *а*). Эта зона и является «критическим» направлением для данного типа структур. Бурение третьей скважины по профилю в сторону регионального погружения пластов и тем более четвертной и пятой скважин по простиранию складки на этом этапе нерационально, так как вопрос наличия залежи и ориентировочного ее объема решается первыми двумя скважинами.

В настоящее время данный метод опробован на многих площадях. Например, поисковая скв. 1 на площади Кара-Кудук (Устюрт) вскрыла нефтяную залежь, а четыре скважины, пробуренные на крыльях и периклинали складки, обращенной в сторону регионального погружения, оказались за контуром нефтеносности. Лишь пятая скважина, заложенная в зоне периклинального окончания складки на участке регионального подъема слоев («критическое» направление), показала, что свод структуры смещается вверх по моноклинали.

Для многокупольных поднятий, состоящих из нескольких локальных структур, залежи которых могут иметь единый контур, «критическими» направлениями являются зоны «полного заполнения всех куполов» и «максимального заполнения ловушки». Размеры подобных структур, включающих от двух до шести куполов, достигают сотен квадратных километров, амплитуды по продуктивным отложениям 100—200 м (Боровское, Расшеватское, Усть-Балыкское, Западно-Сургутское, Самотлорское, Ватинское и другие месторождения). При вскрытии первой поисковой скважиной пластовых залежей нефти или газа на наиболее крупном и гипсометрически высоком куполе следующую скважину закладывают в седловине между куполами — в «зоне полного заполнения всех куполов» (рис. 17.7, *б*, скв. 2). Бурением этой скважины выясняют полноту заполнения нефтью и газом не только разведываемого купола, но и других куполов, расположенных в пределах вскрытого данной скважиной гипсометрического уровня, а также положение контактов газ — нефть — вода, если вскрытый пласт насыщен не на полную мощность. Если пласт во второй скважине полностью насыщен нефтью или газом, дальнейший объем поискового бурения направляется на установление максимальных запасов, приуроченных к данному поднятию в целом. Третью скважину задают на участке раскрытия ловушки в пределах изогипсы, охватывающей все поднятие, в «зоне максимального заполнения ловушки» (рис. 17.7, *б*, скв. 3). Если вторая скважина окажется законтурной (водоносной) дальнейшие поиски проводят на каждом куполе в отдельности.

Целесообразность заложения скважин в зоне гидродинамического замка антиклинальной ловушки подтвердилась также в Западной Сибири: скв. 10 Ныдинская, пробуренная в седловине между продуктивными складками Ныдинской и Медвежьей, подтвердила наличие единой залежи в пределах Медвежьего вала.

Метод «критического» направления применяют и при поисках залежей нефти и газа в рифовых отложениях. Он заключается в опережающем бурении скважин на участках рифовых построек, геологическая информация по которым позволяет в кратчайший срок определить тип рифовой ло-



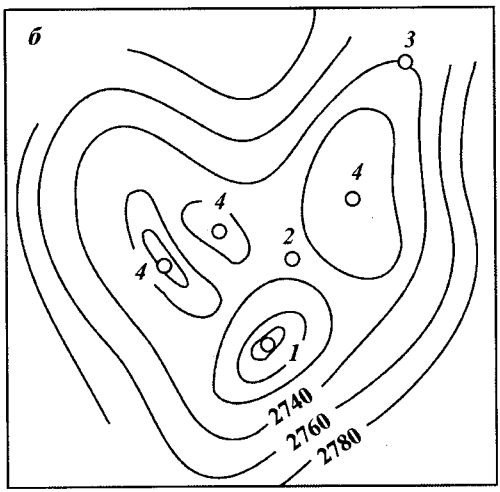


Рис 17.7. Схема размещения поисковых скважин на «критическом» направлении (по В.Д. Ильину):
а – на малоамплитудных поднятиях; *б* – на многокупольных поднятиях; *1*– изогипсы кровли продуктивных отложений, м; *2* – скважины; *3* – лишние скважины

вушки и дать геолого-экономическую оценку ее запасов. По соотношению с вмещающими породами и морфологии В.Д. Ильиным и другими исследователями выделены три основных типа рифовых построек. Характер приуроченных к ним залежей и методика поискового разбуривания зависят от того, являются ли предрифовые и зарифовые фации литологическим экраном или коллекторами. «Критическое» направление для линейно вытянутых рифов и холмовидных изометричных в плане рифовых построек представляют свод и склон рифа, обращенный в сторону открытого моря. В этих зонах бурят две поисковые скважины для определения типа рифовой постройки и высоты залежи, а третью скважину закладывают на тыловом склоне для выяснения возможной ширины залежи. Дальнейшее бурение на линейно вытянутых рифах проводится по длинной оси. Для установления длины залежей, приуроченных к холмовидным изометричным рифам, последующие скважины бурят на пересечении, перпендикулярном к первому профилю.

Первую скважину на рифах третьего типа (лепешковидные изометричные в плане рифовые постройки, подобные подводным водорослевым банкам и состоящие из отдельных биогермов) задают на участке наиболее крупного биогерма. Последующее разбуривание осуществляют по схеме, установленной для холмовидных рифов, для оценки нефтегазоносности каждого биогерма.

МЕТОД «ШАГ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ»

Метод «шаг поискового бурения», предложенный Г.А. Габриэлянцем, обеспечивает выбор точек заложения скважин для определения ВНК и ГЖК в залежах нефти и газа пластового сводового типа первыми скважинами. Рассмотрим этот метод на следующем примере.

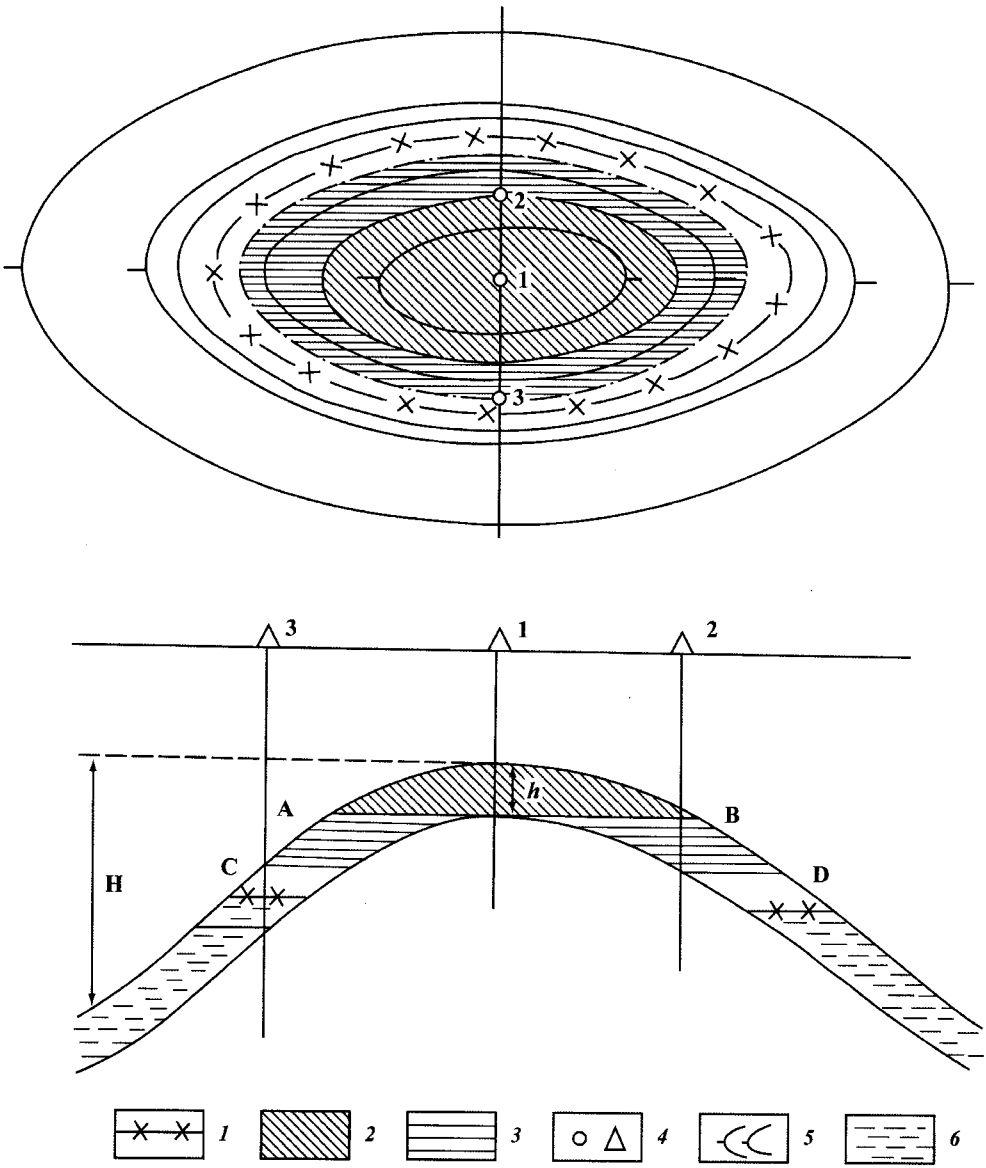


Рис. 17.8. Схема размещения скважин по методу «шаг поискового бурения» на брахиантиклинальной складке:
1 – ВНК; *2* – блок залежи, вскрытой первой скважиной; *3* – блок залежи, вскрытый второй скважиной; *4* – скважины; *5* – изогипсы кровли продуктивных отложений; *6* – пластовые воды

Поисковая скв. 1, пробуренная в своде и вскрывшая на полную мощность продуктивный пласт мощностью h (рис. 17.8), позволяет уверенно судить о наличии залежи в присводовой части складки, ограниченной снизу поверхностью достоверного существования залежи (поверхность AB). Эту поверхность проводят горизонтально через самую нижнюю точку, в которой установлено наличие нефти или газа. Следующую скважину закладывают на профиле по короткой или длинной оси складки в точке пересечения линии поверхности достоверного существования залежи с кровлей пласта в точках A или B. Она дает информацию о залежи в пространстве между поверхностями достоверности, установленными в первой и во вновь пробуренной скважинах. Последующие скважины закладывают по аналогичной методике до установления ВНК или ГЖК.

Данный метод может использоваться для оценки масштаба открытого месторождения, залежи нефти или газа. Он был успешно апробирован при разбуривании Тимофеевского месторождения на Украине, что позволило уменьшить объем поисково-разведочного бурения, сократить сроки разведки и получить значительный экономический эффект.

СПОСОБ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН НА МАССИВНЫХ ЗАЛЕЖАХ

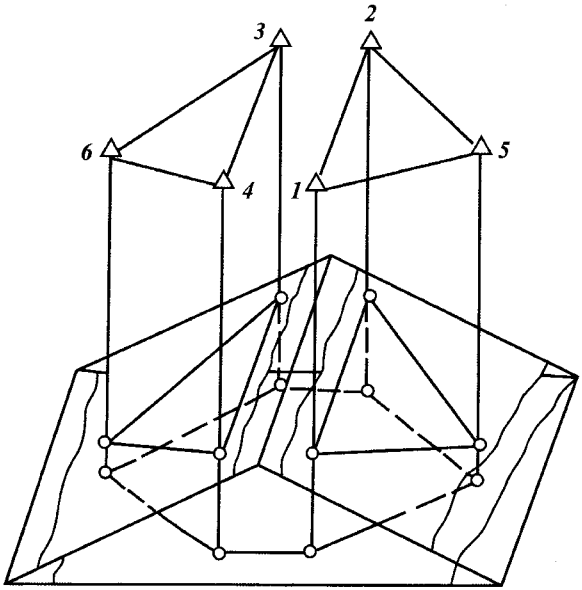
Рассматриваемый способ предложен Г.А. Габриэлянцем в 1974 г. для поисков и предварительной оценки месторождений нефти и газа, приуроченных к крупным поднятиям с неясным положением свода в районах, зонах и стратиграфических комплексах установленного или предполагаемого распространения залежей массивного типа. Применение метода обеспечивает получение надежных данных для построения объемной геометрической модели залежи на стадии поисков и оценки и составления обоснованного проекта разведочных работ.

Как показывает анализ поисково-разведочных работ, основные ошибки при составлении проектов разведки массивных залежей связаны с тем, что на поисковом этапе не устанавливаются размеры и форма вводимой в разведку залежи. Для рационального проведения разведки залежей массивного типа необходимо знать основные элементы структуры, такие как характер расположения крыльев, плоскости ВНК (ГЖК) и осевой линии складки. Специфичность строения массивных залежей, заключающаяся в том, что их форма и объем контролируются положением плоскостей крыльев ловушки и плоскости ВНК (ГЖК), секущей тело природного резервуара, определяет необходимость достоверного установления этих элементов на поисковой стадии.

Другой особенностью массивных залежей, существенно влияющей на методику поисковых и разведочных работ, является неравномерное распределение их объема (до 80 % в присводовой части складки). В связи с этим уже на стадии поисков залежей необходимо стремиться к более точному определению характера крыльев структуры и местоположения сводового участка, в пределах которого сосредоточиваются основные запасы нефти и газа.

Построение геометрической модели залежи для решения задач разведки всецело зависит от точности попадания первой поисковой скважины в свод структуры, что, к сожалению, происходит далеко не всегда. При смещении этой скважины на одно из крыльев линейная интерполяция ме-

Рис. 17.9. Принципиальная схема размещения скважин при поисках и предварительной оценке массивных залежей нефти и газа



жду скважинами и особенно экстраполяция в неосвещенные бурением участки могут привести к существенным ошибкам в определении объема, формы и размеров залежи. Именно поэтому стандартные методы размещения поисковых скважин классическим крестом и диагональными профилями малоэффективны. Кроме того, в случае применения метода классического креста четыре из пяти поисковых скважин бурят на периферии залежи, где запасы незначительны, и только одна скважина на своде несет информацию об основном объеме залежи. Таким образом, уже в самом методе разбуривания заложена неравномерность изучения залежи, которую часто невозможно исправить на стадии разведки.

Суть разработанной системы размещения скважин заключается в следующем. На подготовленной к глубокому бурению структуре закладывают две или три поисковые и оценочные скважины вдоль длинной оси в пределах предполагаемого сводового участка (рис. 17.9, скважины пронумерованы по порядку бурения), например скв. 1—3.

При получении промышленных притоков нефти или газа одновременно или последовательно, в зависимости от геолого-экономических и конъюнктурных условий, бурят скв. 4—6 по системе треугольника на каждом крыле структуры, чтобы достоверно определить их положение в пространстве и выделить сводовый участок. Поисковые треугольники располагают таким образом, чтобы одна из их сторон была параллельна вероятному направлению длинной оси складки. Таким образом, из шести скважин, пробуренных на продуктивной структуре, четыре оказываются вблизи свода (по две на каждом крыле), а две, расположенные в вершинах треугольников, характеризуют приконтурную зону. Предлагаемая система заложения скважин свободна от указанных недостатков традиционных методик и позволяет надежно установить определяющие элементы структуры. По трем точкам определяется положение крыла структуры в пространстве; пересе-

чение крыльев дает осевую линию и, таким образом, точное местоположение свода. Кроме того, в шести точках залежи достоверно определяют положение ГЖК или ВНК и, следовательно, основной параметр для проектирования разведочных работ по принципу «на равные объемы запасов равное число скважин» — размер площади продуктивности.

МЕТОД «РАЗЛИЧИЯ ВАРИАНТОВ»

Г.А. Габриэлянц, М.Б. Павлов и В.А. Аракелян в 1979 г. предложили метод выбора точек заложения скважин на основе создания и оценки вариантов моделей залежей нефти и газа. Этот метод применим в случае, когда ввиду сложности изучаемого объекта, недостатка информации о его строении и других отрицательных факторов невозможно однозначно объяснить имеющийся фактический материал. Предварительная оценка открытого месторождения позволяет создать несколько достаточно отличающихся друг от друга вариантов (гипотез) моделей залежей, не противоречащих исходным данным. Проявление субъективизма при выборе одного из вариантов основы для заложения системы скважин может привести к безрезультатному и неинформативному бурению и дискредитировать рациональную методику работ.

Предлагаемый метод обеспечивает целенаправленное бурение одиночных скважин для определения масштабов открытых залежей и установления основных закономерностей их строения путем выполнения последовательности процедур:

1) построение вариантов модели залежи нефти и газа по имеющимся фактическим данным;

2) выявление наиболее различающихся вариантов и их оценка;

3) проверка величины различий: если она существенна, переход к пункту 4, если незначительна — предварительная оценка залежи по методике, наиболее рациональной для данного типа;

4) определение зон возможного заложения скважин;

5) оценка зон и выбор местоположения скважин;

6) бурение скважин, переход к пункту 1.

Поскольку даже при достаточно густой сети наблюдений число вариантов модели может быть значительным, например из-за неустранимых ошибок наблюдений и интерполяции, имеет смысл говорить лишь о существенно различных вариантах. Опыт показывает, что из возможных на данном этапе вариантов модели залежи достаточно выбрать два, наиболее различающихся, считая остальные промежуточными. Дальнейшие работы должны быть направлены на стабилизацию модели залежи посредством бурения отдельных скважин в наиболее информативных точках.

Оценку различий вариантов и выбор точек заложения скважин осуществляют с помощью карты, отражающей степень несоответствия значений параметров вариантов. Карту строят путем вычитания карт — вариантов модели залежи и изображают в изолиниях разности значений. Нулевые и минимальные значения приурочены к точкам наблюдений и участкам совпадения вариантов, максимальные значения — к зонам небольших различий вариантов, в которых при определенных условиях и закладывают скважины. Ценность любой зоны определяется, с одной стороны, величи-

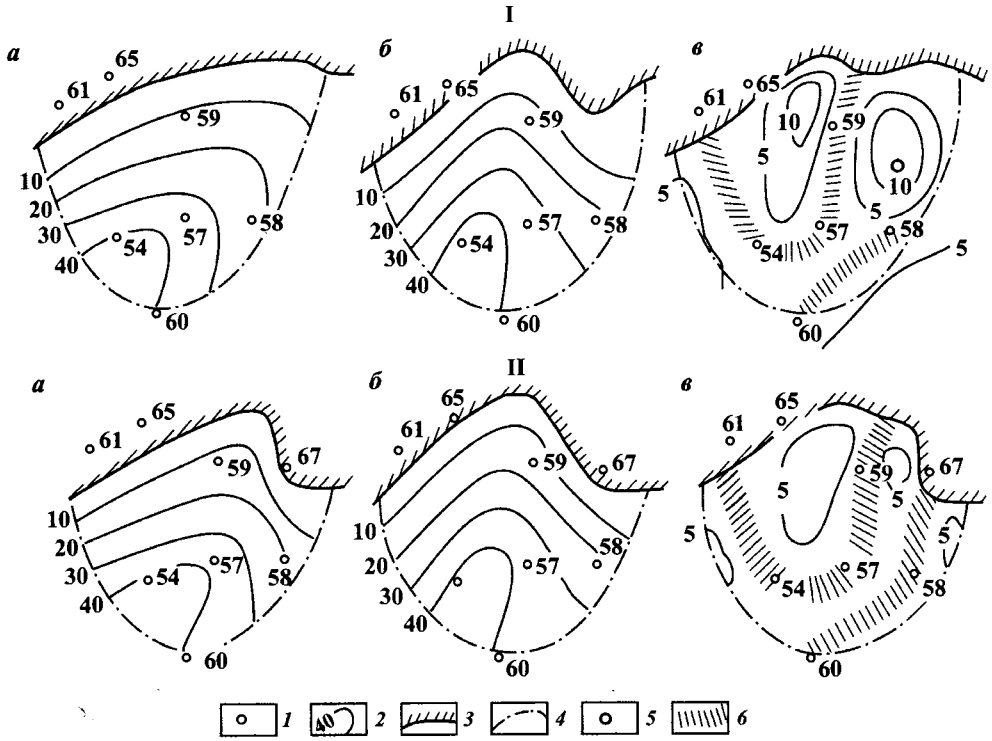


Рис. 17.10. Возейское месторождение:
I – до бурения скв. 67; *II* – после бурения скв. 67; *а*, *б* – варианты схем распределения эффективных нефтенасыщенных мощностей; *в* – карта расхождения вариантов; *1* – пробуренные скважины; *2* – линия равных мощностей; *3* – линия выклинивания коллекторов; *4* – внутренний контур; *5* – рекомендуемые скважины; *6* – зоны нулевых и незначительных расхождений

ной отклонения ее параметров от показателей других зон, с другой — величиной возможных запасов нефти или газа, приходящихся на эту зону. Поэтому на каждом выделенном участке значения расхождений вариантов взвешиваются по объему запасов. В результате определяются зоны, оптимальные для заложения первоочередных скважин (рис. 17.10).

На первых этапах оценки залежи, когда имеется погрешность не только в характере распределения подсчетных параметров, но и в определении самой области их существования, целесообразно в качестве доминирующего критерия принимать просто величину различий вариантов, к максимумам которых и следует приурочивать точки заложения скважин на стадии оценки.

Данный подход может быть использован при размещении скважин на стадии разведки и подготовки месторождений к разработке, а также при размещении опережающих эксплуатационных скважин в зонах совпадения вариантов моделей. В этом случае применение карт различий по отдельным параметрам обеспечивает целенаправленный сбор информации.

ЗАЛОЖЕНИЕ СКВАЖИН ПО ПРОФИЛЮ ВКРЕСТ ПРОСТИРАНИЯ СТРУКТУРЫ

Метод размещения скважин по профилю вкрест простирания структуры был разработан в 20-е годы прошлого века для поисков основных объектов того периода — неглубоко погруженных «закрытых» антиклинальных складок. В настоящее время он применяется для подтверждения наличия складки на глубине и открытия залежей нефти в практике поисковых работ. При такой системе первые скважины (как правило, три) размещают по линии вкрест простирания пород таким образом, чтобы одна из них попала в свод складки, а две другие — на противоположные крылья. Как отмечает М.Ф. Мирчинк, на антиклинальных складках необходимо «заложение сразу нескольких скважин, одна за другой, в каком-либо определенном направлении (например, в сторону крыла складки), не дожидаясь окончания предыдущих».

Бурение одного поперечного профиля поисковых скважин рекомендуется в случае брахиантиклинальных и антиклинальных структур небольших размеров, а также новых тектонических зон, еще не освоенных бурением, поскольку такое размещение скважин позволяет решать поисковую задачу даже при условии недостаточно изученных стратиграфических подразделений.

Профильное заложение скважин осуществляется также при поисках залежей нефти и газа, не связанных с антиклинальными структурами. Например, для обнаружения залежей стратиграфических и литологических, как правило, закладывают профиль из двух-четырех глубоких скважин вкрест простирания пластов в районе предполагаемого выклинивания продуктивных отложений.

В настоящее время установлено, что метод заложения поисковых скважин по поперечному профилю не может считаться универсальным, поскольку он имеет определенные ограничения. Его нецелесообразно использовать в условиях небольшого для данного района коэффициента заполнения ловушек, при разбуривании структур, положение крыльев которых достоверно устанавливается сейсмическими методами разведки, на узких, линейно вытянутых складках. Например, при разбуривании Анастасиевско-Троицкого месторождения, приуроченного к узкой, линейно вытянутой структуре длиной свыше 20 км, было заложено пять поисковых скважин, четыре из которых на поперечном профиле. Первая же пробуренная в своде скважина вскрыла залежь, а три остальные оказались далеко за ее контуром, поскольку фактический наклон крыльев складки вдвое превысил предполагаемый. Подобные ситуации отмечались также при разбуривании Байрамалинского месторождения в Туркмении, Амударьинского, Коштарского и других месторождений Таджикской депрессии. Из трех поисковых скважин, заложенных по профилю вкрест простирания складок, сводовая скважина вскрыла залежи нефти и газа, а крыльевые оказывались за контуром продуктивности.

Применение этого метода не оправдано также при смещении структурных планов вдоль длинных осей поднятий. В качестве примера можно привести разбуривание антиклиналей Передовых Хребтов и Черных гор в Чеченской республике, где в результате укоренившейся практики профили из трех поисковых скважин закладывали вдоль коротких осей складок, хотя своды структур по меловым горизонтам (объектам поискового бурения) смещаются не по коротким, а по длинным осям складок относитель-

но сводов по миоценовым отложениям. Подобное положение сложилось и при разбуривании Гагаринской структуры (Туркмения), где поперечный профиль скважин оказался далеко смещенным на периклиналь складки.

КРЕСТ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ (РАЗВЕДОЧНЫХ) СКВАЖИН

В 20-е годы возникла система заложения пяти скважин. Одно из немногих в области поискового бурения положений, по которому существует почти полное единство мнений, следующее: если нельзя ограничиться одной-двумя скважинами, закладываемыми в своде, последующие поиски на антиклинали осуществляют по профильной системе. В первую очередь бурят скважины по профилю вдоль короткой оси складки, а во вторую — две скважины на периклинальных окончаниях, в результате чего образуется классический крест.

Система размещения поисковых скважин по двум пересекающимся профилям долгое время считалась наиболее рациональной. Вопрос о расстояниях между скважинами в профилях решался различными исследователями по-разному. Скважины предлагалось располагать на различных гипсометрических отметках, а интервалы между скважинами вычислять путем деления предполагаемой высоты залежи на количество скважин без одной. Определив абсолютную отметку сводовой скважины, легко вычислить отметки остальных. Предлагалось также крыльевые поисковые скважины закладывать в непосредственной близости от последней замкнутой изогипсы.

Ввиду того, что залежи нефти и газа в литологических и стратиграфических ловушках распространены по существу во всех нефтегазоносных районах и по всему разрезу осадочного чехла, многие исследователи рекомендуют в поисковый период проектировать до пяти поисковых скважин по указанной системе при разбуривании крупных структур, на погружениях которых вероятнее всего можно встретить наиболее крупные скопления УВ. Первую поисковую скважину закладывают в своде структуры в целях установления сводовых пластовых залежей нефти и газа, две последующие — на крыльях для выявления литологически и стратиграфически экранированных залежей и, наконец, две последние скважины — на периклинальных окончаниях структуры для детализации геологического строения и обнаружения залежей.

Указанная очередность бурения (свод — крылья — периклинали) и крестовое расположение первых пяти поисковых скважин сохраняются во многих нефтегазовых районах для брахиантиклинальных и куполовидных, широких и узких вытянутых антиклинальных складок и несимметричных поднятий. По мнению многих исследователей, эта система универсальна и позволяет определять геологическое строение, смещение сводов, положение контуров продуктивности, наличие нефтяных оторочек в газоконденсатных и газовых залежах и литолого-стратиграфических ловушках в пределах складок или обосновывать отрицательную оценку площади. Однако, несмотря на преимущества рассматриваемого метода, его применение удорожает и затягивает процесс открытия новых месторождений и залежей, которые в ряде случаев можно было осуществить меньшим числом скважин. Метод нерационален при поисковом разбуривании асиммет-

ричных, куполовидных и узких, линейно вытянутых антиклинальных складок.

ЗАЛОЖЕНИЕ СКВАЖИН ПО МЕТОДУ КЛИНА

Система размещения скважин по методу клина — первая из известных систем разбуривания рукавообразных залежей нефти и газа. Окончательное завершение она получила в 1930 г. Сущность метода заключается в следующем. На площади, где ожидается наличие залежи, закладывают первую скважину (рис. 17.11). При установлении в ней нефти перпендикулярно к предполагаемому положению оси закладывают еще две скважины (скв. 2 и 3) по обе стороны от первой для уточнения положения оси залежи. С учетом полученных данных бурят четвертую

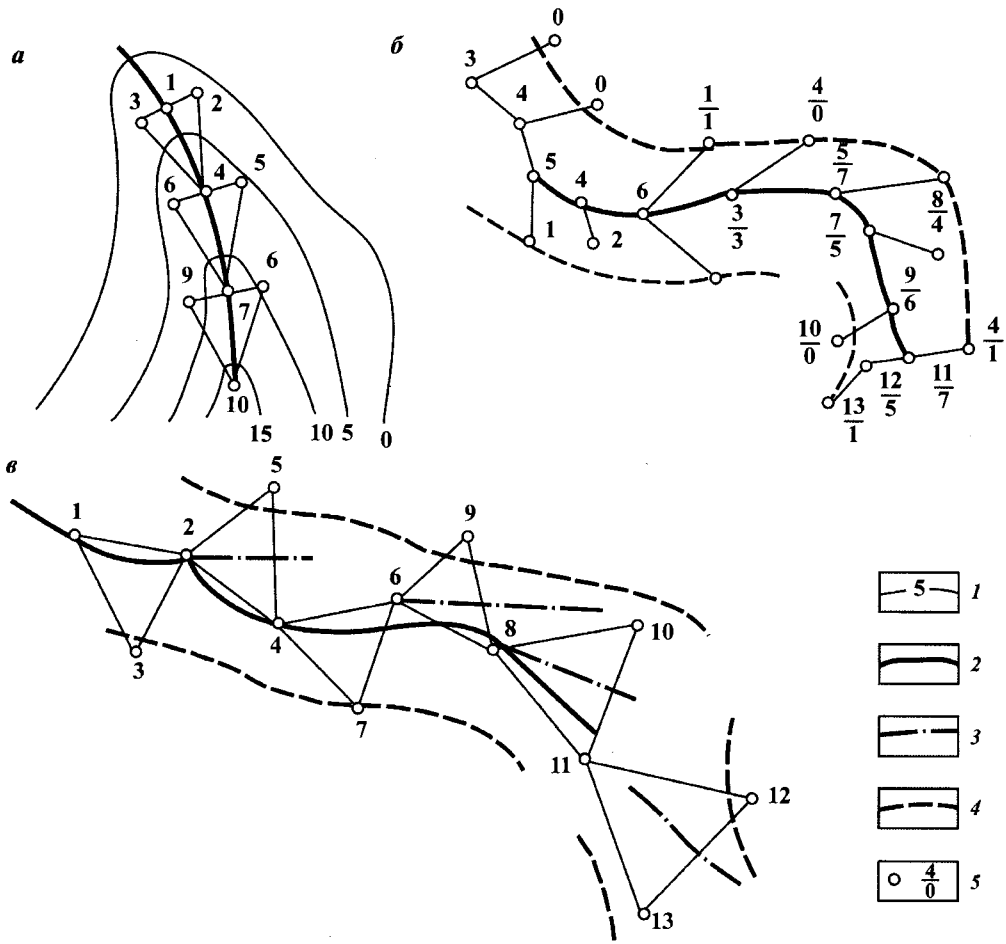


Рис. 17.11. Варианты системы размещения скважин по методу клина:
1 – изопахиты, м; *2* – ось нефтяной залежи; *3* – предполагаемое направление оси залежи; *4* – линия выклинивания пород-коллекторов; *5* – скважина, в числителе – номер скважины, в знаменателе – вскрытая мощность продуктивных отложений, м

скважину на оси залежи вниз по падению продуктивных отложений. В зависимости от результатов ее бурения вкрест простирания оси задают следующие две скважины и т.д. (рис. 17.11, *а*). Такая система позволяет последовательно наращивать площадь нефтеносности вдоль оси залежи.

В ряде случаев описанная схема разбуривания рукавообразных залежей нефти незначительно видоизменялась (рис. 17.11, *б*, *в*) при сохранении основного принципа: последовательного прослеживания оси залежи вниз по падению пород. Последнее обстоятельство было обусловлено тем, что почти все залежи аналогичного типа в 30-е годы обнаруживались у естественных выходов нефти на дневную поверхность.

Данный метод разбуривания рукавообразных залежей, получивший название «разведки клином», успешно применялся в Краснодарском крае. До 1933 г. по такой системе в районе Нефтегорска было пробурено 59 скважин и открыты нефтяные залежи Центральное Поле, Соколова Гора, Хадыженская и Хопры. В послевоенный период метод клина полностью себя оправдал «... при прослеживании рукавообразного вида залежи нефти на Войвожском месторождении на Южном Тимане, форма и существование которой связаны не с погребенным руслом палеореки, а с весьма извилистым очертанием береговой линии моря».

В настоящее время метод клина, по мнению многих исследователей, применим при разбуривании нешироких полосообразных залежей типа Мулымьинской, Западно-Мортымьинской и отдельных участков таких месторождений, как Мортымья-Тетеревское и Трехозерное. Метод используется как для предварительной оценки открытого месторождений, так и для его разведки.

РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН ПО РАДИАЛЬНЫМ ПРОФИЛЯМ

Расположение первых скважин по радиальным профилям рекомендовано А.В. Ульяновым в 1946 г. при поисках залежей нефти и газа, приуроченных к соляным куполам Эмбенской нефтегазоносной области. Прорванные купола характеризуются наличием широкого столообразного свода соляного ядра с крутыми склонами, весьма крутым залеганием окружающих его пород и отсутствием грабеновых зон. В этих условиях особый интерес представляют участки куполов, расположенные на некотором удалении от сводовой части — на периферии структур. Поисковые скважины проектируют на четырех профилях вкрест простирания пород. Ввиду того, что в прорванных куполах падение склонов соляного ядра составляет обычно 50—60°, первые скважины (по четырем сторонам купола) располагают на расстоянии 300 м от места резкого перегиба соляного ядра. Наращивание профилей производят по падению пород и осуществляют направленное бурение скважин. Первые четыре скважины (по одной в каждом профиле) бурят одновременно, последующие закладывают в зависимости от полученных результатов.

Аналогичный подход, который может служить примером практического применения данного метода, использовался при поисках газа на соляных куполах юго-западной части Прикаспийской впадины. Соляные купола здесь четко делятся на две группы: в первой — соль не прорывает продуктивные триасовые отложения (ветлужский горизонт), во второй — соляной шток прорывает их и перекрыт более молодыми породами. Соляные купола

первой группы распространены в этом районе ограниченно и практически все опоискованы (открыты газовые месторождения Бугринское, Шаджинское, Чапаевское). На соляных куполах второй группы значительный объем поискового бурения по общепринятой методике (заложение скважин в сводовых частях) не дал положительных результатов. Н.И. Воронин, Г.Д. Осинский и Ю.И. Круглов предложили закладывать поисковые скважины в присводовых участках, на 200—300 м ниже предполагаемой зоны выклинивания ветлужского горизонта, совпадающей с зоной потери корреляции нижнетриасового отражающего горизонта и смещенной относительно сводового участка на 1,0—1,2 км.

Апробация данной методики при разбуривании соляных куполов Пустынного, Совхозного и Сахарского оказалась успешной. На Пустынном куполе первая же скважина дала промышленный приток газа, на Совхозном куполе присводовой скв. 1 открыты две залежи газа. Выявлена небольшая газовая залежь и на Сахарском соляном куполе.

Аналогичное расположение первых скважин предлагалось и при изучении антиклинальных структур, сложенных диапирами и характеризующихся наличием в сводовой части ядра протыкания и грязевых вулканов. Со структурами этого типа связаны литологические и стратиграфические экранированные нефтяные залежи, которые располагаются на крыльях, иногда на значительном удалении от свода. В некоторых районах эти структуры рассматривались как весьма перспективные в отношении нефтегазоносности. В задачи их исследования помимо изучения геологического строения входили определение границ распространения зоны протыкания и выявление тектонических нарушений, осложняющих свод и крылья складки. Поисковые скважины рекомендовалось закладывать не в своде, а по профилям, радиально расходящимся от внешней границы ядра к периферии. Количество скважин в профилях определялось общими размерами складки и строением крыльев. Обычно проектируются две-три скважины в каждом профиле, начиная от свода по падению слоев, с расстояниями между скважинами 400—700 м.

Радиальное расположение скважин рекомендуется также при поисковом разбуривании структур неправильной формы. Для куполовидных складок В.Я. Соколовым была предложена трехлучевая система размещения скважин. По его мнению, при поисках залежей нефти и газа, приуроченных к указанному типу структур, целесообразно вообще отказаться от расположения скважин крестом или по профилю. Так, на Еланском месторождении (рис. 17.12) по отметкам кровли продуктивного шатлыкского горизонта в четырех скважинах и отметках ГВК в трех была определена геометрия залежи с точностью, достаточной для оценки запасов газа по категории С. Применение в этом случае трехлучевой системы позволило сократить расходы на 20 % по сравнению с первоначальным проектом расположения скважин крестом. Данный метод применим для предварительной оценки открытых месторождений и залежей, приуроченных к антиклинальным складкам куполовидной формы.

Радиальное размещение поисковых скважин при разбуривании ловушек антиклинального типа предложено в 1978 г. В.Н. Воробьевым. Исходя из того, что в разрезе подготовленной ловушки возможно выявление залежей не только в сводовых участках структур, но и в крыльевых и периклинальных зонах (неантиклинальные ловушки), он предлагает на антиклинальных поднятиях с доказанной нефтегазоносностью в основу систем

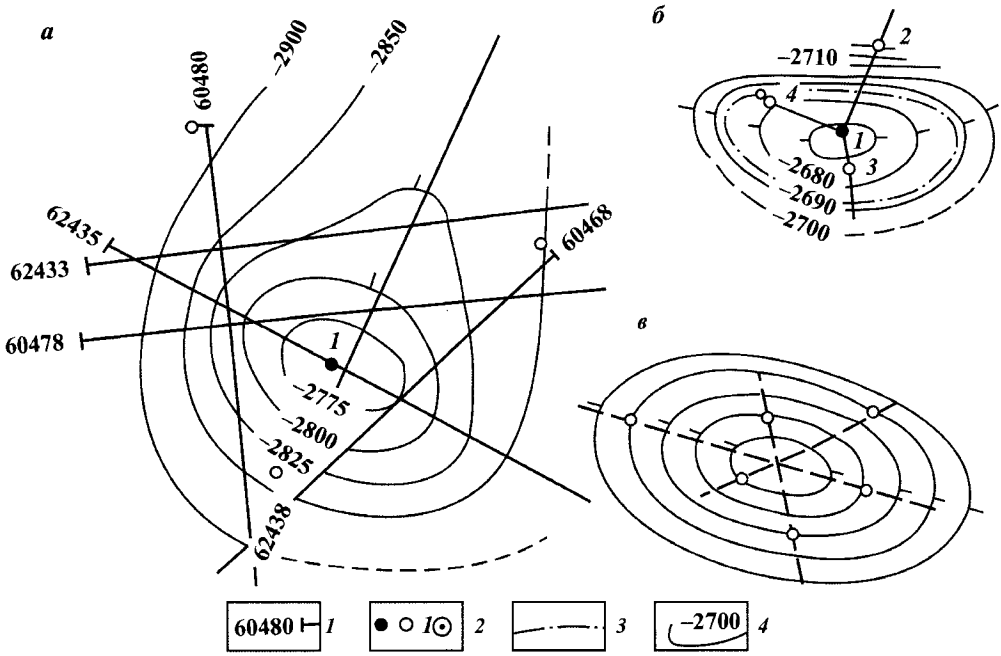


Рис. 17.12. Схемы размещения поисковых скважин по радиальным профилям:
а, б – по В.Я. Соколову (*а* – сейсмическая карта по кровле продуктивных песчаников по данным бурения с учетом материалов сейсморазведки Еланского месторождения); *в* – по В.Н. Воробьеву; *1* – линия сейсмопрофилей; *2* – скважины; *3* – контур залежи; *4* – изогипсы кровли продуктивного горизонта, м

размещения поисковых скважин для предварительной оценки месторождения (по В.Н. Воробьеву) положить принцип последовательного наращивания поля продуктивности во всех направлениях, от свода вплоть до выхода на внешний контур залежи. Повысить степень равномерности размещения скважин по площади структуры можно, по мнению этого исследователя, путем замены поискового креста и параллельных профилей системой так называемого «поискового треугольника». Первые три поисковые скважины, следующие за скважиной-открывательницей, надо размещать на трех лучах, направленных от свода структуры под углом примерно 120°. Один из лучей совпадает с длинной осью поднятия (см. рис. 17.12, *в*). При этом каждая последующая скважина должна вскрывать кровлю продуктивного горизонта на величину dh большую, чем предыдущая. Эта величина, названная «шагом высоты заложения», определяется числом поисковых скважин (n) и максимально возможной высотой складки (H); $dh = H/n$. В случае, если ни одна из пробуренных скважин не вышла на внешний контур нефтегазоносности, данный треугольник (лучи) разворачивают на 180° и скважины закладывают на трех новых лучах, являющихся продолжением первых по другую сторону от свода. Если все скважины второго треугольника вновь окажутся в пределах контура нефтегазоносности, подобную операцию повторяют вплоть до выхода на контур залежи.

СИСТЕМА ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ПРОФИЛЕЙ СКВАЖИН

Начиная с 40-х годов прошлого века система параллельных профилей поисковых и оценочных скважин вошла в практику работ при поисках залежей нефти и газа, приуроченных к глубоко погруженным складкам, рифовым массивам, соляным куполам, и в новых районах со сложным тектоническим строением.

На подготовленной к глубокому бурению структуре главным образом линейного характера и узкой вытянутой формы закладывают генеральный профиль из трех-четырех поисковых скважин вкрест ее простирания через предполагаемый свод. Последующие профили из двух-трех скважин располагаются параллельно первому с удалением в сторону периклиналей. При такой системе размещения скважин можно наиболее быстро изучить характер пространственного залегания продуктивных горизонтов, нефтегазоносность разреза и определить направление осевой линии поднятия по глубоким горизонтам. Количество профилей и скважин определяется размерами и формой структур.

Описанная система размещения поисковых скважин широко применялась при разбуривании антиклинальных складок большой протяженности, приуроченных к линейным структурам второго порядка в Оренбургской и Куйбышевской областях, Туркмении, Таджикской депрессии, а также рекомендовалась при поисках и разведке рифов в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины.

В подсолевых и межсолевых отложениях Припятского прогиба, где широко развиты блоки преимущественно моноклинального строения, ограниченные региональными субширотными разломами, и во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба, где ни один поисковый метод в то время не обеспечивал подготовку ловушек, бурением одиночных поисковых скважин не удалось выявить промышленную нефтегазоносность разреза и строение площади. Наиболее рациональным решением, как показала практика работ, оказалось заложение параллельных профилей и прослеживание их по простиранию, на наиболее крупных блоках закладывались поисковые скважины по двум-трем профилям, секущим эти блоки вкрест простирания пород. На современном этапе данный метод можно применять для предварительной оценки сложно построенных месторождений.

ЗАЛОЖЕНИЕ СКВАЖИН ПО ДИАГОНАЛЬНОМУ ПРОФИЛЮ

Впервые вопрос о целесообразности заложения профиля поисковых скважин по диагонали к простиранию положительной структуры рассматривался М.В. Абрамовичем в 1948 г. В последующие годы этот метод расположения скважин применялся при разбуривании узких линейно вытянутых антиклинальных складок типа Карабулак-Ачалукской, Хаян-Кортской, Малгобек-Вознесенской, Анастасиевско-Троицкой.

Поиски нефтяных и газовых залежей на структурных поднятиях подобного типа неэффективно проводить профилем вкрест ее простирания, если неясно «поведение» структурных планов по различным горизонтам. При разбуривании глубокозалегающих объектов поисков продольным профилем многие скважины могут оказаться за контуром в случае смещения свода поднятия по короткой оси. При бурении же поперечного профиля из

трех скважин нет полной уверенности в том, что даже центральная скважин находится в наилучших структурных условиях, а не попала на одну из периклиналей при смещении свода по длинной оси. При отклонении линии профиля от поперечного по короткой оси поднятия разведка ведется также и по простиранию складки. Бурение первоочередного диагонального профиля из трех поисковых скважин (в зависимости от площадных размеров структуры) дает информацию как о крыльевых, так и о периклинальных частях складки, позволяет определить направление возможного смещения свода с глубиной.

В Днепровско-Донецкой впадине, где распространены вытянутые складки с нечеткими периклинальными окончаниями, наиболее эффективным, по мнению В.А. Винниченко и И.М. Матвеева, может оказаться диагональный профиль скважин. В этом случае основной объем бурения направляется на изучение сложно построенных периклинальных участков, а сводовая часть складки может быть детализирована скважинами опытно-промышленной эксплуатации.

Во Внешней и Внутренней зонах Предкарпатского прогиба все ловушки характеризуются смещением структурных планов и блоковым строением нижних горизонтов. Простирание блоков параллельно длинной оси складки. В связи с этим рекомендуется бурение диагонального профиля не менее чем из трех скважин, что обеспечит наибольший объем информации о геологическом строении и продуктивности площади на поисковом этапе. В общем случае число поисковых скважин и расстояния между ними зависят от количества поперечных блоков, выявленных сейсморазведкой. Этот метод применим при поисках месторождений и залежей.

17.2.5. ЗАЛОЖЕНИЕ ПОИСКОВЫХ СКВАЖИН НА АНТИКЛИНАЛЬНОЙ ЛОВУШКЕ

На рубеже XIX—XX вв., когда антиклинальная теория залегания нефти и газа получила общее признание, первую (поисковую) скважину стали закладывать по данным геологической съемки в своде антиклинальной складки. Этот способ по существу пришел на смену эмпирическим поискам — заложению скважин по «нефтяным линиям» («ход по следу»).

На современном этапе при решении задач оптимального размещения скважин антиклинальные ловушки делятся на три группы. К первой группе отнесены ловушки, приуроченные к антиклинальным, брахиантиклинальным, куполовидным, линейно вытянутым складкам и многокупольным поднятиям. Ко второй группе — малоамплитудные ловушки, и к третьей — антиклинальные ловушки, осложненные тектоническими нарушениями. Для каждой из этих групп предлагаются самостоятельные системы заложения скважин.

На достоверно подготовленных к поисковому бурению антиклинальных и брахиантиклинальных складках для открытия залежей сводового типа достаточно бурения одной скважины в своде структуры (рис. 17.13, *а*).

В районах с доказанной региональной продуктивностью горизонтов поискового этажа (этажей), при высокой надежности подготовленных к поисковому бурению структур и значениях коэффициентов заполнения ловушек, близких к единице, допускается одновременное бурение нескольких (но не более трех) поисковых скважин в сводовой части структуры.

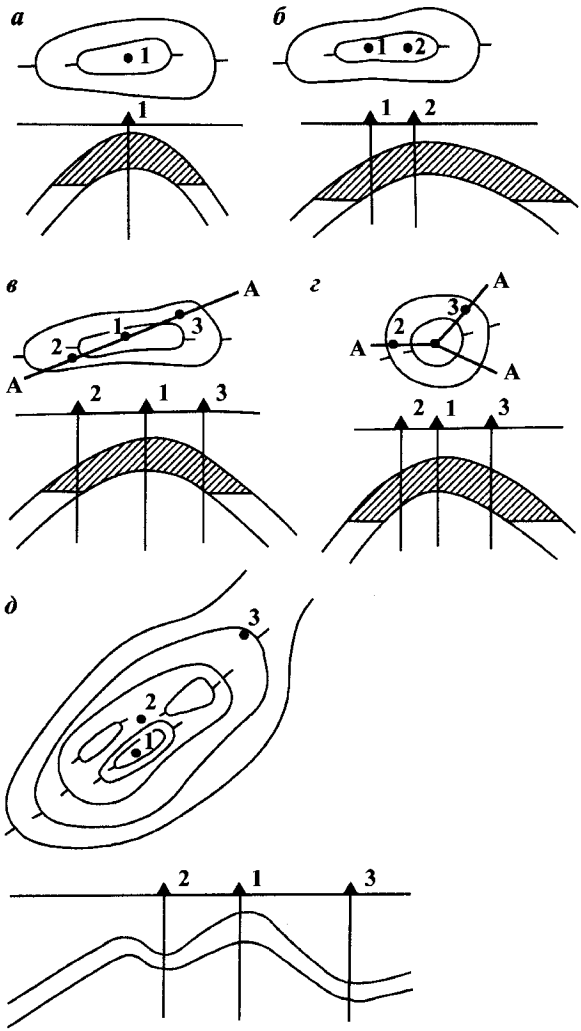


Рис. 17.13. Системы заложения поисковых скважин на антиклинальных ловушках:
а – единичная скважина в своде структуры; *б* – продольный профиль из двух-трех скважин; *в* – диагональный профиль из трех скважин; *г* – радиальные профили; *д* – в зоне полного заполнения всех куполов и зоне максимального заполнения ловушки на многокупольных структурах

На узких, линейно вытянутых складках поисковое бурение целесообразно осуществлять либо продольным профилем из 2–3 скважин (рис. 17.13, *б*), либо диагональным профилем из трех скважин (рис. 17.13, *в*).

Куполовидные складки следует опоисковывать тремя скважинами, расположенными на радиальных профилях (рис. 17.13, *г*). Первая скважина бурится в своде структуры, последующие закладываются на двух профилях трехлучевой системы. В целях равномерного изучения залежи и установления положения ВНК или ЖК эти скважины располагаются на различных гипсометрических отметках с учетом «шага поискового бурения».

Поиски на многокупольных структурах осуществляются путем опережающего бурения скважин на участках, определяющих степень заполнения всей ловушки. Такими участками являются межкупольные зоны замыкания поднятия в целом. Первая скважина закладывается на наиболее высоком куполе, последующие — в «зоне полного заполнения всех куполов» и «зоне максимального заполнения ловушки» (рис. 17.13, *д*). При низких значениях величины коэффициента заполнения ловушки указанные скважины бурятся последовательно.

Отнесенные ко второй группе малоамплитудные антиклинальные ловушки приурочены к поднятиям с неясными элементами строения. Это антиклинальные складки, имеющие расплывчатые очертания и небольшие амплитуды (10–20 м), соразмерные с разрешающей способностью сейсмических методов подготовки ловушек. Нередко эти поднятия бывают многокупольными, достигают больших размеров по площади и в ряде районов (в особенности в старых нефтегазодобывающих) являются основными объек-

тами поисков нефти и газа. В эту группу включены также антиклинальные ловушки, подготовленные в сложных сейсмогеологических условиях (на больших глубинах, в подсолевых или подтрапповых отложениях), амплитуды которых сопоставимы с величиной сечения сейсмоизогипс.

В районах с установленными закономерными смещениями (по короткой или длинной оси) сводов подготовленных структур относительно сводов структур поискового этажа рекомендуется одновременное заложение двух поисковых скважин: одной в своде на структурной сейсмической основе, другой в «принципиальном направлении» от него, т.е. в сторону смещения свода складки по поисковому этажу (рис. 17.14). После выявления характера и величины смещения свода и продуктивности ловушки закладывают скважины для определения ее пространственного положения контакта и оценки масштабов залежи (месторождения). Эти скважины размещают по одному из описанных выше методических приемов, определяемых морфологическими особенностями структуры, типом резервуара и др.

В районах со сложным геологическим строением и в условиях низкой разрешающей способности геофизических методов разведки, когда характер и направление смещения сводов неизвестны, опоисковывание брахиантиклинальных складок следует осуществлять по треугольной системе (свод — крыло — периклиналь). В дальнейшем при оценке выявленной залежи достраивают классический крест скважин.

При разбуривании антиклинальных структур, отнесенных к третьей группе, не исключена возможность обнаружения на одной площади двух самостоятельных залежей — над и под взбросом. При наличии сброса на некотором расстоянии от него по обе стороны закладывают две поисковые скважины для выяснения продуктивности объектов в опущенном и приподнятом блоках. Если на площади установлен взброс, указанные выше задачи поисков решаются бурением одной поисковой скважины, пересекающей поверхность взброса и расположенной так, чтобы обеспечить вскрытие перспективного горизонта как в приподнятом, так и в опущенном блоках структуры.

Рациональное размещение поисковых скважин на структурах рассматриваемого типа исследовал А.М. Карапетов. Для определения оптимального местоположения и количества поисковых скважин в качестве основы он принял положение опорных линий. Для сводовых тектонически экранированных взбросов залежей опорными линиями являются одна из главных осей складки и линия, проходящая между проекциями следов пересечения плоскости нарушения с подошвой пласта во взброшенной части и кровлей пласта в сброшенной части структуры. В этом случае первую поисковую скважину закладывают в точке пересечения опорных линий, а вторую с целью определения площадных размеров открытой залежи — в пределах последней замкнутой изогипсы (в зоне предполагаемого ВНК или ГВК) (рис. 17.15).

В случае сводовых тектонически экранированных сбросом залежей опорными линиями являются одна их главных осей складки и линии, параллельные проекциям следов пересечения кровли пласта в сброшенной и взброшенной частях с плоскостью нарушения и проходящие на расстоянии, в 1,5 раза превышающем расстояние между скважинами в эксплуатационном ряду. Для разбуривания таких структур на поисковом этапе требуются четыре скважины: две — на пересечении опорных линий и две —

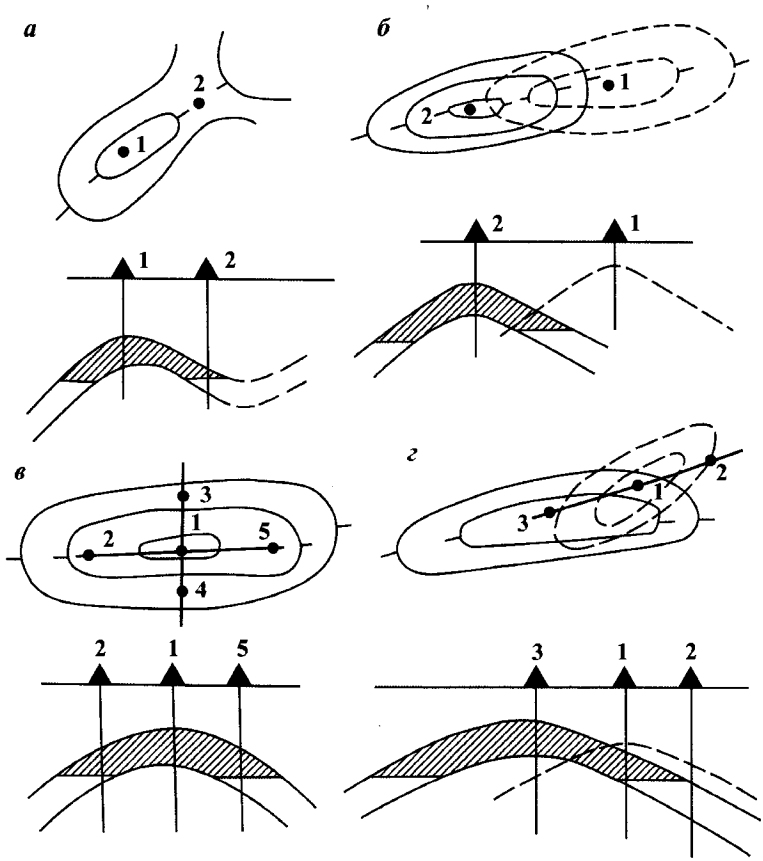


Рис. 17.14. Системы заложения поисковых скважин на малоамплитудных, антиклинальных ловушках:
а – по методу критического направления; *б* – по методу принципиального направления; *в* – крест поисковых скважин; *г* – диагональный профиль

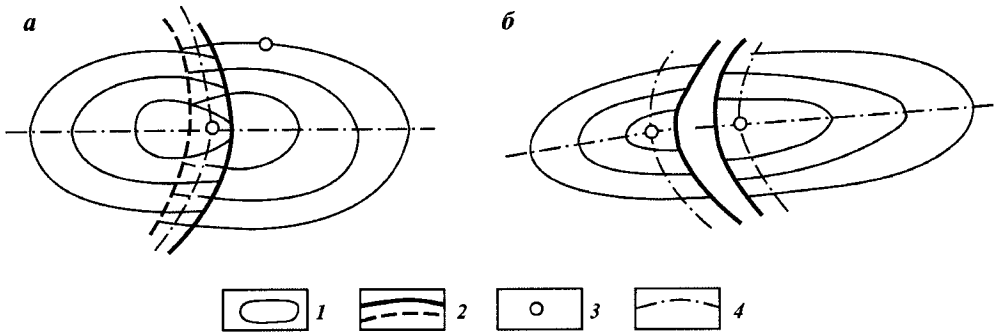


Рис. 17.15. Схема размещения поисковых скважин на тектонически нарушенных структурах (по А.М. Карапетову):
а – взброс; *б* – сброс; *1* – изогипсы кровли перспективного горизонта; *2* – линии тектонических нарушений; *3* – поисковые скважины; *4* – опорные линии

на периклинальных окончаниях в зонах предполагаемого нахождения контакта.

Аналогичным образом определяют точки заложения скважин для тектонически экранированных залежей на моноклинали. Во всех случаях при наличии газонефтяных залежей количество поисковых скважин следует увеличивать на одну-две. Это обусловлено необходимостью определения гидродинамическими методами не только ГНК, но и ВНК.

В пределах структурных выступов и моноклинальных склонов поиски литологических, стратиграфических и тектонически экранированных залежей ведутся одиночными поисковыми скважинами. В связи с незамкнутостью структурных форм первоочередной задачей является установление наличия экранов в промышленных участках площадей. Для моноклиналей — это наиболее приподнятые участки тектонических блоков, а для структурных выступов зоны — их размыкания. В этих местах закладывают одиночные поисковые скважины.

В данную группу включены также все антиклинальные, брахиантиклинальные, куполовидные и линейно вытянутые ловушки, осложненные тектоническими нарушениями.

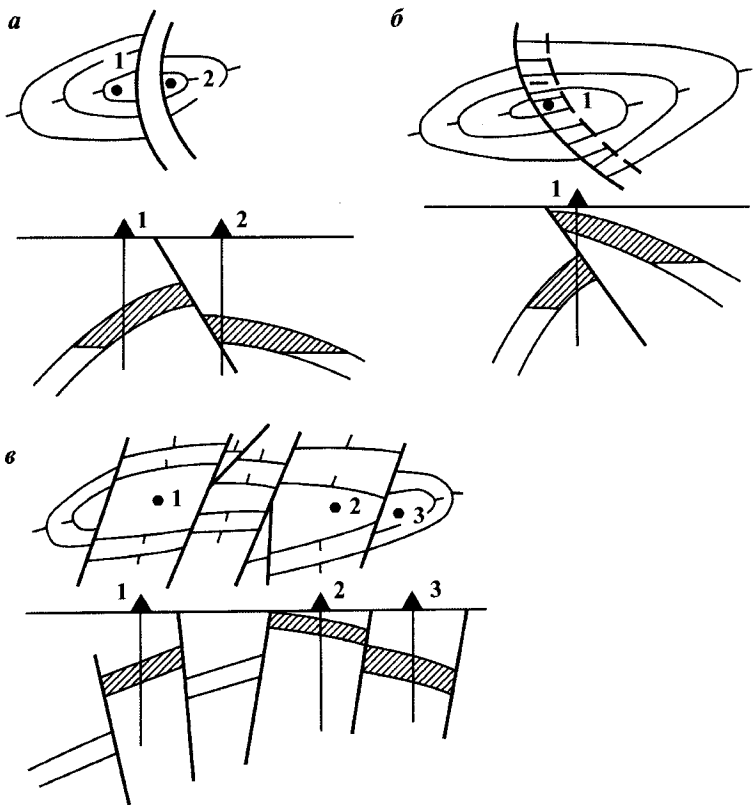


Рис. 17.16. Системы заложения поисковых скважин на антиклинальных ловушках, осложненных тектоническими нарушениями:
а – две самостоятельные скважины на поднятом и опущенном блоках; *б* – единичная скважина в зоне перекрывающихся в плане контуров сводовых участков верхнего и нижнего блоков; *в* – одиночные поисковые скважины в приподнятых участках изолированных блоков

При амплитуде нарушения, меньшей мощности продуктивного горизонта (залежь не разбита на изолированные блоки), система размещения поисковых скважин аналогична системе размещения скважин для ненарушенных антиклиналей.

В районах, характеризующихся высокой надежностью подготовленных к поисковому бурению структур, для обнаружения залежей на ловушках, осложненных тектоническими нарушениями сбросового типа с амплитудой, большей мощности продуктивного горизонта, следует закладывать две самостоятельные поисковые скважины на поднятом и опущенном блоках (рис. 17.16, *а*).

На ловушках, осложненных тектоническими нарушениями взбросового типа, поисковые скважины располагают в зоне перекрывающихся в плане контуров сводовых участков верхнего и нижнего блоков (рис. 17.16, *б*). На складках, разбитых серией тектонических нарушений, целесообразно закладывать одиночные поисковые скважины в приподнятых участках изолированных блоков (рис. 17.16, *в*).

В случае, когда плановое положение разрывных нарушений установлено с недостаточной надежностью, но их наличие характеризуется высокой вероятностью, рекомендуются различные варианты профильного размещения двух-трех поисковых скважин.

17.2.6. ЗАЛОЖЕНИЕ СКВАЖИН НА НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШКАХ

В группу неантиклинальных объединены все стратиграфические и литологические (ловушки фациальных замещений на региональных структурных элементах, на крыльях и переклиналях локальных структур, в пластах-коллекторах, срезанных поверхностью несогласия, эрозионно-останцовые, приуроченные к песчаным образованиям русел и дельт палеорек, прибрежных валов или к гнездообразно залегающим песчаным линзам, окруженным со всех сторон непроницаемыми породами и др.) ловушки. Связанные с ними месторождения и залежи широко развиты в осадочном чехле, достигают иногда больших размеров и содержат значительные запасы нефти и газа.

В настоящее время задача выбора рациональных систем размещения скважин для поисков залежей неантиклинального типа решена не полностью из-за отсутствия, как правило, надежных методов выявления ловушек данного типа. Как показывает практика поисково-разведочных работ на нефть и газ во многих районах страны, большинство литологически экранированных и литологически ограниченных залежей открывается попутно при поисках и разведке залежей в антиклинальных ловушках, т.е. с использованием систем размещения скважин, описанных выше.

Целенаправленные поиски залежей нефти и газа в зонах стратиграфического и литологического выклинивания и стратиграфического срезания следует осуществлять путем бурения коротких профилей скважин (по две-три) вкрест простирания этих зон (рис. 17.17). Первую поисковую скважину закладывают на некотором расстоянии от предполагаемого экрана. Оно определяется минимально возможными запасами нефти и газа, которые экономически целесообразно разрабатывать на данном этапе в конкретном регионе. После обнаружения залежи одной из поисковых скважин в зонах

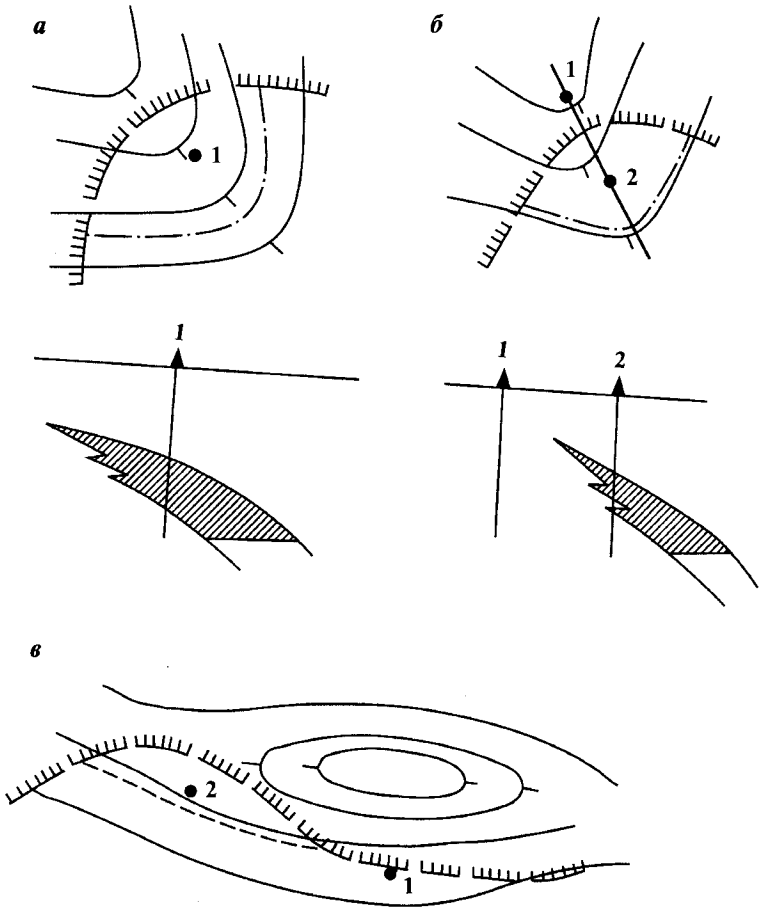


Рис. 17.17. Системы заложения поисковых скважин на неантиклинальных ловушках:
а – единичная поисковая скважина вблизи предполагаемого экрана; *б* – профиль из двух скважин вкрест линии литологического (стратиграфического) экрана

максимального приближения к экрану на площади рекомендуется заложить одновременно еще две скважины: одну по падению пластов продуктивного горизонта, другую по простиранию в ту или иную сторону от скважины-открывательницы для установления зоны максимального развития продуктивного горизонта. В зависимости от результатов бурения скважины в направлении простирания последующими скважинами устанавливаются ширина и ось залежи.

Значительно повышает эффективность при поисках литологических залежей использование кустовых наклонно направленных скважин. Бурение многоствольной скважины проводят таким образом, чтобы каждый ее ствол вскрывал различные участки выклинивающегося нефтегазоносного пласта. Это позволяет опоисковывать литологические залежи нефти и газа единой сеткой кустовых наклонно направленных скважин (В.Ю. Керимов).

Наклонно направленную ориентированную скважину бурят таким образом, чтобы при достижении глубины залегания предполагаемого нефтегазоносного горизонта, в котором прогнозируется литологическая залежь,

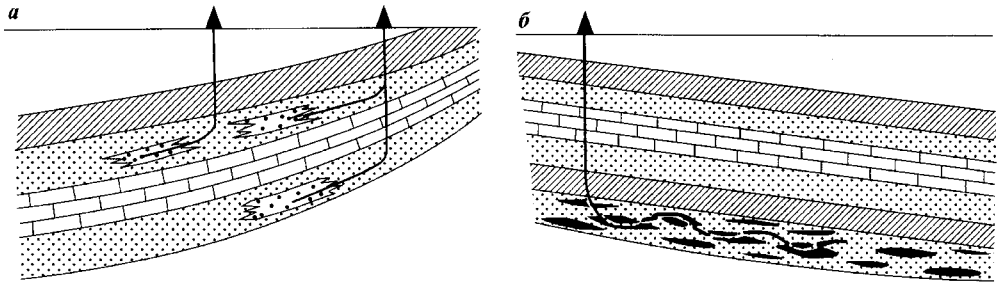


Рис. 17.18. Бурение скважин с горизонтальным (*а*) и волнообразным (*б*) стволом

дальнейшее бурение проводилось не перпендикулярно, а вдоль напластования. Это позволяет на большом пространстве исследовать пласт и выявить залежь нефти и газа (рис. 17.18).

Если перспективы открытия литологических залежей связаны не с одним, а с несколькими предполагаемыми нефтегазоносными горизонтами, В.Ю. Керимов рекомендует бурение наклонно направленной кустовой скважины. Каждый ствол при достижении глубины проектных горизонтов бурится вдоль напластования, что позволяет одной такой скважиной вести поиски и разведку сразу в нескольких горизонтах на относительно большом пространстве.

В практике поисков залежей нефти и газа известны случаи, когда УВ сконцентрированы в линзах внутри горизонтов, имеющих небольшую мощность, представленных чередованием песчаников или песков с прослоями глин и глинистых сланцев.

При проведении поискового бурения в районах, где намечаются зоны региональных выклиниваний и несогласных перекрытий, обычно закладываются профили скважин вкрест их простирания. При этом скважины в профилях целесообразно бурить последовательно начиная со вскрытия наиболее полного разреза. Расстояние между скважинами определяют исходя из величины углов падения поверхности несогласия и пластов. Кроме того, первые скважины, входящие в профили, должны закладываться на локальных поднятиях, расположенных в зоне срезания. Последующие скважины должны корректироваться в зависимости от полученных материалов. Дальнейшие работы по уточнению производятся сгущением профилей поисковых скважин.

Для повышения эффективности поисково-разведочного бурения целесообразно использовать достижения в области техники бурения, в частности широко применять наклонно направленные, горизонтально разветвленные и многозабойные скважины. В качестве примера можно привести способ, включающий проведение наклонно направленной скважины или скважины с полого горизонтальным окончанием в зависимости от угла падения поверхности несогласия. После определения геофизическими или первыми параметрическими скважинами поверхности несогласия, начиная с головной части зоны выклинивания и(или) несогласного перекрытия, закладывается первая скважина. Проекция профиля этой скважины разрабатывается таким образом (В.Ю. Керимов), чтобы участок ее ствола под или над поверхностью несогласия был параллелен ей и имел максимально возможную протяженность (рис. 17.19, *а*).

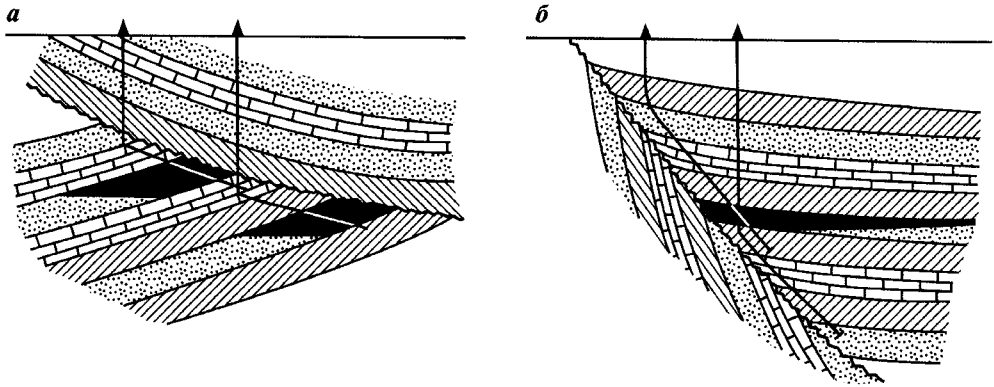


Рис. 17.19. Бурение наклонно направленной ориентированной скважины при поисках и разведке стратиграфических залежей нефти:
а – ниже трансгрессивной толщи; *б* – в трансгрессивной толще

Бурение скважин можно вести серийно выпускаемым оборудованием по известной технологии. Например, при глубине скважины по вертикали 2200 м длина полого-горизонтального участка может быть доведена до 1000 м без специального утяжеления верхней части бурильной колонны. Использование же средств для принудительного продвижения бурильного инструмента позволяет бурить горизонтальные стволы протяженностью и более 1000 м.

По данным, полученным в процессе проводки и опробования скважин, судят о наличии или отсутствии продуктивных пластов в числе пересеченных стволом скважины. При необходимости продолжения поисков и разведки последующая скважина закладывается так, чтобы направление ее полого-горизонтального участка совпадало с направлением аналогичного участка предыдущей скважины, а начало его в геологическом профиле перекрывало конец полого-горизонтального участка предыдущей скважины (рис. 17.19, *б*). Число закладываемых скважин будет зависеть от величины изучаемой зоны и протяженности полого-горизонтального участка каждой скважины.

Такая последовательность операций обеспечивает сквозное (а не дискретное) опоисковывание сравнительно большого количества несогласно перекрытых или несогласно прилегающих пластов на всем протяжении поверхности несогласия.

Очевидно, что поиски залежей нефти и газа в несогласно перекрытых и стратиграфически выклинивающихся пластах по этому способу значительно уменьшают число скважин, а также время проведения поисково-разведочных работ и, значит, повышают их эффективность.

Поисковая стадия либо непосредственно переходит в разведочную стадию, либо в какой-то степени переплетается с ней.

17.2.7. ЗАЛОЖЕНИЕ СКВАЖИН НА РИФОВЫХ ЛОВУШКАХ

Выбор системы размещения поисковых скважин на рифовых ловушках определяется морфологией рифового тела, его соотношением с прилегающими фациями и распределением пород-коллекторов и истинных покрышек. При надежной подготовке рифогенных ловушек к бурению их опоисковывают в зависимости от особенностей геологического строения следующим образом.

Поиски скоплений нефти и газа и предварительная оценка обнаруженных залежей в конусовидных, округлых в плане рифах небольших размеров, характеризующихся весьма высокой плотностью запасов на единицу площади, осуществляются бурением одной многоствольной скважины в сводовой части (рис. 17.20, *а*).

В случае приуроченности залежей к островершинным удлиненно-изогнутым (подковообразным) рифам их поиски и предварительную оценку следует осуществлять путем бурения двух-трех многоствольных скважин, закладываемых по гребню рифовой ловушки (рис. 17.20, *б*).

На рифовых постройках округлой или слегка удлиненной формы с крутыми склонами и плоскими вершинами (плосковершинные или столовые рифы), а также атолловидных с кольцеобразным распространением биогермных разностей рекомендуется заложение поисковых и оценочных скважин по трехлучевой системе, обеспечивающей предварительную оценку запасов углеводородов открытого месторождения (рис. 17.20, *в*).

Поиски зон нефтегазонакопления, связанных с рифогенными образованиями, прежде всего должны быть направлены на определение местонахождений рифовых массивов и выяснение основных условий их образования и формирования.

Зоны рифогенных образований могут протягиваться на сотни километров и состоять из десятков массивов, поэтому разведка единичными поисковыми скважинами одновременно нескольких (трех-четырех) крупных рифов, равномерно расположенных по всей территории, позволит дать предварительную оценку всей зоны в целом и выявить с минимальной затратой средств наиболее оптимальные условия для последующей концентрации разведочных работ. Кроме того, охват поисковым бурением одновременно нескольких рифовых массивов позволит в кратчайшие сроки выявить преимущественно нефтеносную и газоносную части изучаемой зоны рифогенных образований и дать сравнительную их характеристику.

При поисках нефти в рифовых телах особое внимание должно уделяться анализу материалов бурения. Важное значение имеет проведение детальной стратификации и сопоставления разрезов скважин по всему имеющемуся комплексу керновых и промыслово-геофизических материалов, на основе чего должны составляться детальные карты мощностей, структурные и литолого-фациальные карты и профили, позволяющие рассматривать морфологию изучаемых рифогенных образований, их фациальные соотношения с окружающими породами и структурные планы перекрывающих и подстилающих отложений.

Поиски зон развития линейно вытянутых рифовых тел необходимо проводить путем бурения профиля зависимых поисковых скважин вкрест простирания древней береговой линии. Высота рифогенной ловушки, обра-

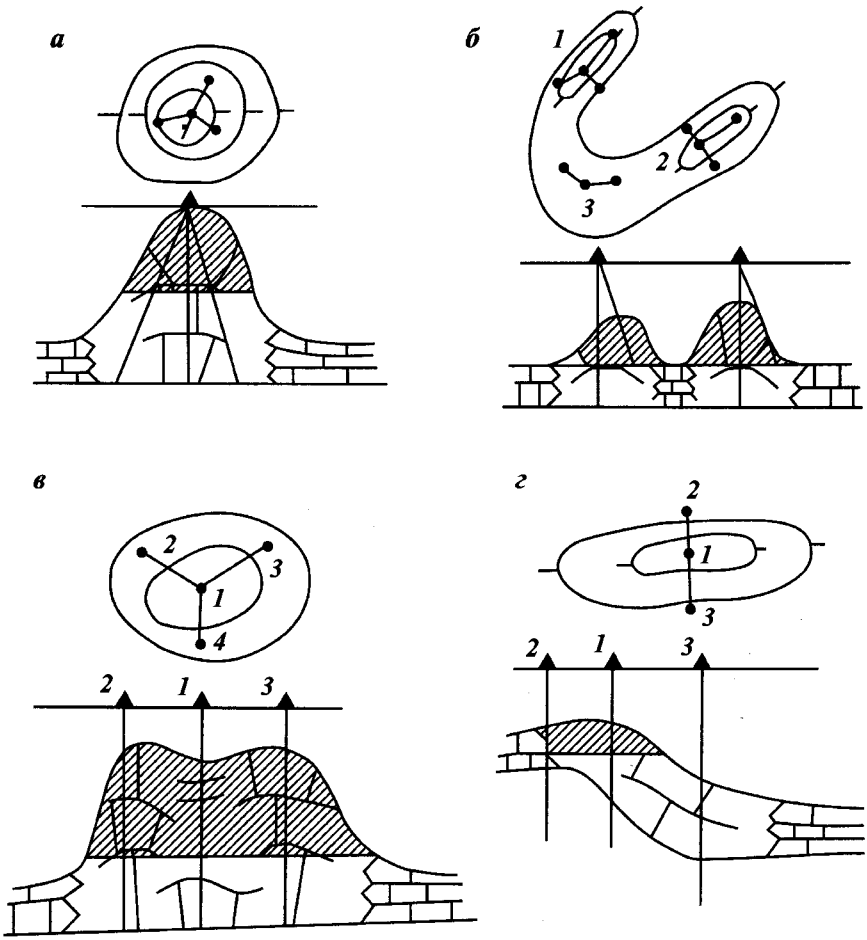


Рис. 17.20. Системы заложения поисковых скважин на рифогенных ловушках:
а – одна многоствольная скважина; *б* – независимые многоствольные скважины; *в* – два радиальных профиля трехлучевой системы скважин; *г* – профиль скважин в крест простирания рифа

зовавшейся в зоне значительного перепада глубин, и характер приуроченной к ней залежи часто определяются не только структурной амплитудой рифа, но и экранирующей способностью вмещающих пород. В связи в этим в первую очередь необходимо изучать зоны замещения рифовых фаций зарифовыми и предрифовыми отложениями. Поиски открытых залежей и оценку их масштабов рекомендуется проводить по методике «критического направления», т.е. путем опережающего бурения скважин в указанных выше зонах возможного замещения пород (рис. 17.20, *г*). Если зарифовые фации расположены гипсометрически выше предрифовых, то после выяснения продуктивности рифа в сводовой скважине бурением второй скважины устанавливают, являются они литологическим экраном или коллектором. Третью скважину в профиле с первыми двумя закладывают на склоне рифовой ловушки, обращенном в сторону открыто-

го моря, для изучения предрифовых фаций, которые нередко обладают хорошими коллекторскими свойствами и могут находиться в пределах залежи. В более редких случаях, когда гипсометрически выше расположены предрифовые фации, порядок изучения зон замещения будет обратным.

Размещая поисковые скважины, необходимо учитывать, что при наличии в разрезе между рифогенными отложениями и истинной покрышкой «промежуточной толщи рассеяния» («ложной покрышки») высота ловушки будет меньше высоты структуры на величину, равную мощности «промежуточной толщи рассеяния».

Глава 18

РАЗВЕДОЧНЫЙ ЭТАП ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

По результатам работ на стадии поиска и оценки месторождения (залежи) определяется комплекс показателей, главным образом экономических, на основе которых решается вопрос о дальнейшей судьбе оцененного скопления углеводородов: либо продолжить работы по подготовке залежи (месторождения) к разработке; либо прекратить работы, так как выявленную залежь (месторождение) экономически нецелесообразно вводить в разработку на современном этапе. Подготовка к разработке осуществляется путем проведения разведочных работ. Главной целью разведочных работ является изучение геологического строения и определение параметров залежи с точностью, достаточной для подсчета запасов нефти, газа и конденсата и составления проекта опытно-промышленной эксплуатации или технологической схемы разработки.

Разведочные работы проводятся в соответствии с операционной моделью, приведенной на рис. 18.1.

На стадии разведки месторождения (залежи) изучают структуру месторождения и литологические особенности продуктивных пластов, их общую и эффективную толщину, коллекторские свойства, нефтегазонасыщенность и изменение этих параметров по площади и разрезу; определяют положение контактов газ—нефть—вода и промышленное значение газовой шапки или нефтяной оторочки, дебиты нефти, газа, воды и конденсата, пластовое давление, давление насыщения и другие параметры, определенные по результатам испытания и исследования скважин; изучают физико-химические свойства нефти, газа, конденсата и пластовой воды.

Для каждого месторождения (залежи) по данным бурения, испытания и исследования скважин (геологических, геофизических, гидрогеологических и лабораторных), а также данным разработки должны быть установлены:

— литолого-стратиграфический разрез, положение нефтегазонасыщенных пластов в разрезе, места их слияния, выклинивания, замещения;

— положение контактов газ—нефть—вода в разных частях залежи, контуры нефтегазоносности, форма и размеры залежи;

— толщина (общая, эффективная, нефтегазонасыщенная) продуктивного пласта в пределах выделенных зон, литологические особенности, минеральный и гранулометрический состав коллектора, состав цемента, пористость и трещиноватость (кавернозность), проницаемость, карбонатность и глинистость, остаточная и начальная нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов, геологическая макронеоднородность продуктивных пластов (статистические показатели общей и нефтегазонасыщенной толщины пластов, расчлененности и песчанистости разреза в границах эксплуата-

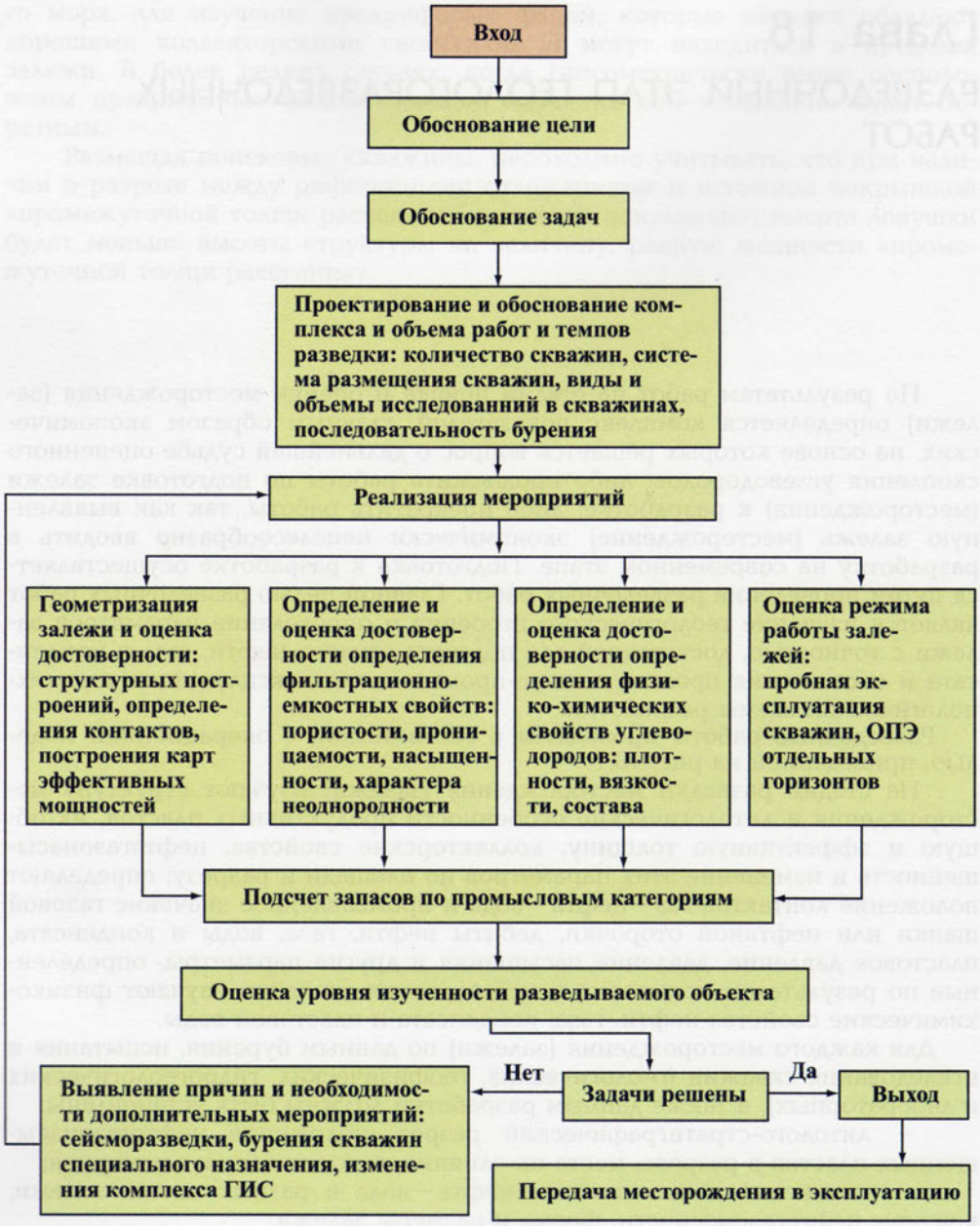


Рис. 18.1. Принципиальная схема последовательности решения задач (операционная модель) при подготовке месторождения к разработке

ционного объекта, интервалы изменения, средние значения, коэффициенты вариаций, объемы выборки);

— тип коллектора;

— характер литологических свойств пород-покрышек: вещественный состав, пористость, проницаемость и др.;

— физико-химические свойства пластовой нефти: давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент, усадка, сжимаемость;

— физико-химические свойства нефти, дегазированной способом дифференциального разгазирования до стандартных условий: плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температура начала кипения и начала застывания, температура насыщения нефти парафинами, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный состав, компонентный состав;

— физико-химические свойства газа: компонентный состав, плотность по воздуху и абсолютная, сжимаемость;

— физико-химические свойства конденсата: усадка сырого конденсата, количество газа дегазации, плотность, молекулярная масса, начало и конец кипения стабильного конденсата, компонентный и углеводородный состав, содержание парафинов, серы, смол;

— для залежей с повышенной вязкостью нефти, по которым могут быть рассмотрены варианты разработки с применением теплофизических или термохимических методов воздействия на пласт, средние значения коэффициента теплопроводности, удельного теплового сопротивления, удельной теплоемкости (раздельно для пород и жидкости);

— физико-гидродинамические характеристики: фазовые проницаемости, коэффициенты вытеснения нефти водой (газом), смачиваемость (гидрофобность, гидрофильность).

При разведке месторождений, расположенных в зонах многолетнемерзлых пород, следует изучать геокриологические условия месторождения и прилегающих районов для получения данных, необходимых для проектирования предприятий по добыче нефти и газа и прогнозирования возможных изменений окружающей среды.

В районе разведанного месторождения необходимо оценить сырьевую базу строительных материалов и возможные источники питьевого и технического водоснабжения для обеспечения потребности будущего предприятия по добыче нефти и газа; эти данные могут быть использованы для обоснования проведения в дальнейшем специальных геологоразведочных, гидрогеологических и изыскательских работ.

Комплекс разведочных работ включает: бурение и испытание разведочных скважин, а в ряде случаев опережающих эксплуатационных скважин; исследование скважин геологическими, гидродинамическими и промыслово-геофизическими методами в процессе бурения и испытания как в открытом стволе, так и в эксплуатационной колонне; изучение физических свойств продуктивных пород и насыщающих флюидов лабораторными методами и средствами ГИС; пробную и опытную эксплуатацию скважин, а также опытно-промышленную эксплуатацию месторождения, проведение (в специально предусмотренных случаях) детальной сейсморазведки и электроразведки; применение эффективных способов интенсификации притоков. По разведанным месторождениям составляют структурные карты по основным продуктивным пластам, карты равных толщин продуктивной части разреза, геологические разрезы и другие документы, дающие достаточное представление о закономерностях распространения и залегания продуктивных пластов и особенностях строения природного резервуара, составе нефти, газа и воды, пластовом давлении и температуре. На структурные карты наносят все пробуренные и находящиеся в строитель-

стве скважины. Масштабы карт (как правило, 1:5 000 – 1:50 000) и разрезов определяются размерами месторождения, сложностью их геологического строения и изменчивостью коллекторских свойств продуктивных пластов.

Разведанные месторождения (залежи) или части месторождений (залежей) нефти и газа считаются подготовленными для промышленного освоения при соблюдении следующих условий:

а) балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, утверждены ГКЗ и дана оценка перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата месторождения;

б) утвержденные извлекаемые запасы нефти и конденсата, балансовые запасы газа, а также запасы содержащихся в них имеющих промышленное значение компонентов, используемые при проектировании предприятий по добыче нефти и газа, должны соответствовать установленным требованиям, определяющим правило ввода месторождений в промышленное освоение;

в) состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождения (залежи), дебиты нефти, газа и конденсата, гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа;

г) в районе разведанного месторождения должны быть оценены сырьевая база строительных материалов и возможные источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, обеспечивающие удовлетворение потребностей будущих предприятий по добыче нефти и газа;

д) имеются сведения о наличии в разведочных скважинах поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы при проведении проектно-изыскательских работ для изучения возможностей сброса промышленных и других сточных вод;

е) составлены рекомендации о разработке мероприятий по обеспечению предотвращения загрязнения окружающей среды.

Эффективность работ на разведочном этапе определяется следующими показателями:

– приростом запасов нефти (газа) категории $C_1 + C_2$ на 1 руб. капитальных вложений в поисково-разведочное бурение (т/руб., $м^3$/руб.), на 1 метр поисково-разведочного бурения (т/м, $м^3$/м), на 1 скважину, законченную строительством (т/скв., $м^3$/скв.).

– удельным весом продуктивных разведочных скважин (%);

– продолжительностью разведки месторождения (годы);

– затратами на разведку одного месторождения (руб.).

Если задачи разведки решались и опережающими эксплуатационными скважинами, то при оценке эффективности привлекаются и подготовленные ими запасы категории В.

По результатам разведочных работ, совмещенных в необходимых случаях с пробной и опытно-промышленной эксплуатацией (ОПЭ) месторождения, подсчитывают начальные балансовые и извлекаемые запасы углеводородов, а также сопутствующих компонентов по разведанным и выявленным залежам (продуктивным горизонтам) месторождений и составляют технологическую схему разработки для нефтяных месторождений или проект опытно-промышленной эксплуатации для газовых месторождений.

18.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Разведочные работы проводятся в соответствии с проектом, который должен включать: систему разведки, необходимое количество разведочных скважин и их конструкцию, последовательность бурения, рациональный комплекс геолого-геофизических исследований; объем и методику опробования и исследования скважин и основные технико-экономические показатели проводимых работ.

Проектирование производится на основе представлений о геологическом строении изучаемого месторождения, сформировавшихся в результате поисковых работ и оценочных работ.

Модели месторождений, построенные на стадии проектирования, несомненно имеют упрощенный вид. Более того, для сложно построенных залежей (осложненных тектоническими нарушениями, при наличии зон замещения и выклинивания коллекторов и др.) на этом этапе по имеющейся информации можно построить несколько равновероятных моделей строения. Исходя из этого при проектировании работ необходимо учитывать, что залежь будет иметь более сложное строение, чем модель построения по ограниченному объему исходных данных. В процессе разведочных работ проводится проверка возможных вариантов строения и уточняются (усложняются) преставления о строении изучаемой залежи.

Важнейший элемент проектирования разведочных работ — определение количества и системы размещения разведочных скважин. В зависимости от размеров залежи, сложности ее строения, количества и качества геологической информации на момент проектирования разведки эти задачи могут решаться различными методами, с различной степенью строгости.

Практикуемый объем и методика разведочных работ должны обеспечивать получение достоверной геологической информации, необходимой для подготовки месторождения к разработке.

Наиболее распространенным является метод аналогий. Суть его состоит в том, что количество скважин необходимое для разведки месторождения определяется по аналогии с уже разведанными месторождениями. В табл. 18.1 приведены обобщенные данные о средних расстояниях между разведочными скважинами, которые принимались при разведке нефтяных и газовых месторождений России и сопредельных стран. С помощью данной таблицы определяют среднее расстояние между скважинами L. В соответствии с площадью залежи S определяют количество разведочных скважин $N = S/L$.

Разведка месторождений нефти и газа, расположенных в пределах шельфовой зоны, в связи со сложностью ее проведения и высокой стоимостью поисково-разведочных работ, осуществляется по разряженной сети скважин (относительно приведенной в табл. 18.1).

Рекомендуемые для мелких залежей объемы поисково-разведочного бурения приведены в табл. 18.2.

Количество разведочных скважин можно определять по статистическим зависимостям, установленным на основе обработки результатов разведочных работ как по отдельным регионам, так и по залежам различного типа.

Таблица 18.1

Рекомендуемые расстояния между скважинами

Месторождения	Запасы: извлекаемые, нефти, млн т; балансовые, газа, млрд м^3	Площадь месторождения (залежи), км^2 / Толщина продуктивного пласта, м	Рекомендуемые расстояния между скважинами, км, на месторождениях: Простого строения	Сложного строения	Очень сложного строения
Уникальные	>300; >500	>100 / 10 – 15	– / 10 – 12	– / 8 – 10	– / 5 – 8
Крупные	100–300;	–	–	–	–
	100–500	>100 / 10 – 15	4 / 3,5 – 4,5	2,9 / 2,7 – 3,2	1,8 / 1,5 – 3
	30–100	–	–	–	–
	30–100	25 – 100 / 8 – 12	3 / 2,7 – 3,3	2,1 / 1,8 – 2,5	1,2 / 0,8 – 1,5
Средние	10–30;	–	–	–	–
	10–30	10 – 50 / 5 – 10	2 / 1,5 – 2,5	1,5 / 1,2 – 1,7	1 / 0,8 – 1,3
Мелкие	<10; <10	–	–	–	–
		3 – 25 / 3 – 8	1,5 / 1,2 – 1,7	1,5 / 1,2 – 1,7	1 / 0,5 – 1,5

Примечание. В числителе — среднее, в знаменателе — пределы значений L.

На рис. 18.2 и рис. 18.3 приведены статистические зависимости количества скважин (N) от размеров залежи (S, $Q_б$), которые могут использоваться при проектировании разведочных работ для определения необходимого количества разведочных скважин.

Для оперативного контроля за ходом поисково-разведочного процесса и определения количества скважин можно проводить построение графиков стабилизации подсчетных параметров, которые позволяют иллюстрировать динамику и масштабы изменения во времени и пространстве всех подсчетных параметров в процессе разбуривания залежи. С их помощью можно с достаточной степенью точности определить оптимальное количество сква-

Таблица 18.2

Объемы поисково-разведочного бурения для мелких залежей

Извлекаемые запасы, млн т	Балансовые запасы, млн т	Площадь, км^2	Число поисковых и разведочных скважин
	Терригенные коллекторы		
Менее 0,1	Менее 0,4	До 2,2	1
0,1–0,3	0,4–1,1	2,2–3,5	1–2
0,3–1,0	1,1–2,2	3,5–5,5	2–4
	Карбонатные коллекторы		
Менее 0,1	Менее 0,6	До 2,5	1
0,1–0,3	0,6–1,4	2,5–4,5	1–2
0,3–1,0	1,4–4,5	4,5–8,0	2–4

Примечание. См. «Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти и газа (до 1 млн т) и газа (до 3 млрд м^3)». — М., 1988 г.

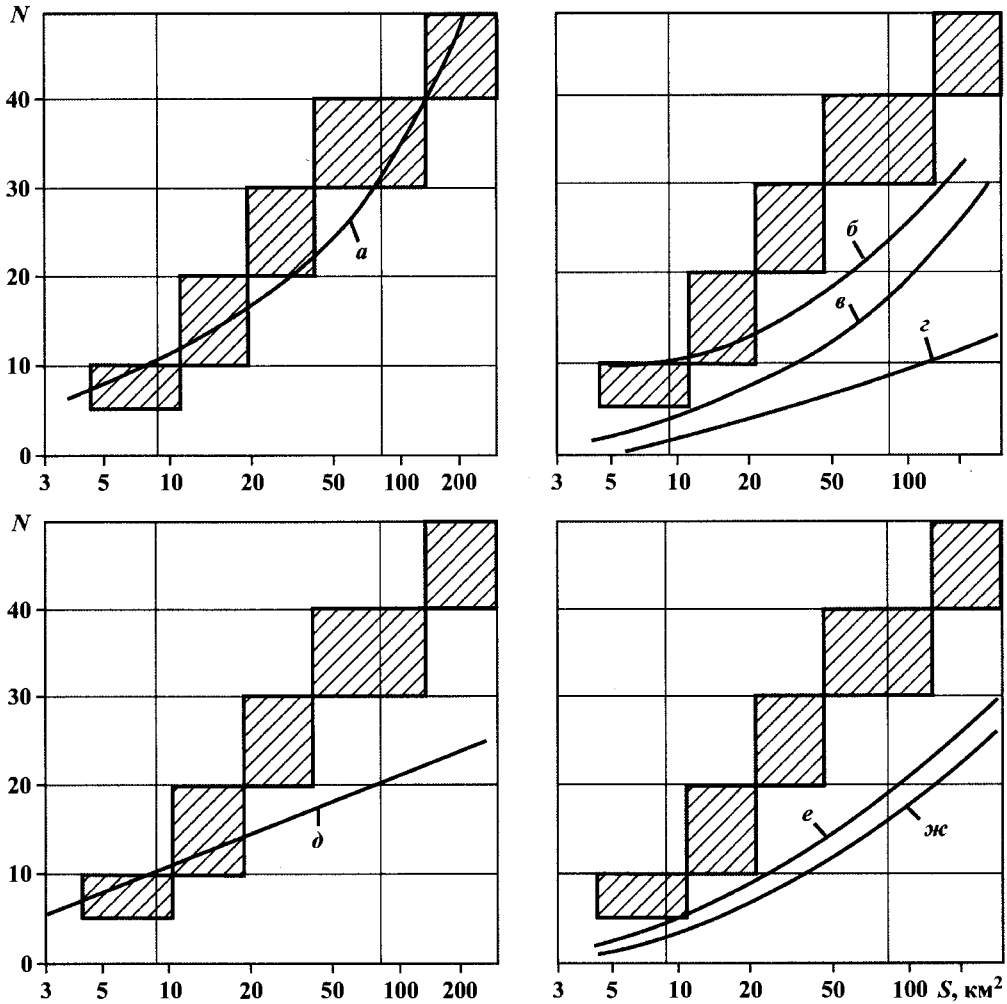


Рис. 18.2. Графики зависимости количества разведочных скважин *N* от площади залежи *S*. Для нефтяных месторождений: *а* – Оренбургской области (И.Н. Головацкий и др., 1973); *б* – Урало-Поволжья с одной залежью (В.В. Поповин, 1973); *в* – Урало-Поволжья с четырьмя-пятью залежами (В.В. Поповин, 1973); *г* – для газовых месторождений Средней Азии с одной залежью (В.В. Поповин, 1973); *д* – для массивных залежей нефти и газа (В.И. Пороскун, 1979); *е* – для пластовых залежей нефти при эффективной нефтенасыщенной мощности от 7 до 12 м (А.Я. Фурсов, В.В. Стасенков, 1981); *ж* – для пластовых залежей нефти при эффективной нефтенасыщенной мощности не более 7 м (А.Я. Фурсов, В.В. Стасенков, 1981). Штриховкой показано количество скважин, необходимое для определения коэффициента прерывистости при составлении технологической схемы («Регламент составления проектов и технологических схем...», 1978)

жин, которое необходимо пробурить на вновь открытой залежи в зоне развития однотипных по условиям разведки месторождений, чтобы установить стабилизированное среднее значение любого искомого параметра для подсчета запасов.

На рис. 18.4 приведены графики изменения средних значений пористости и эффективной мощности по мере разбуривания залежей по разве-

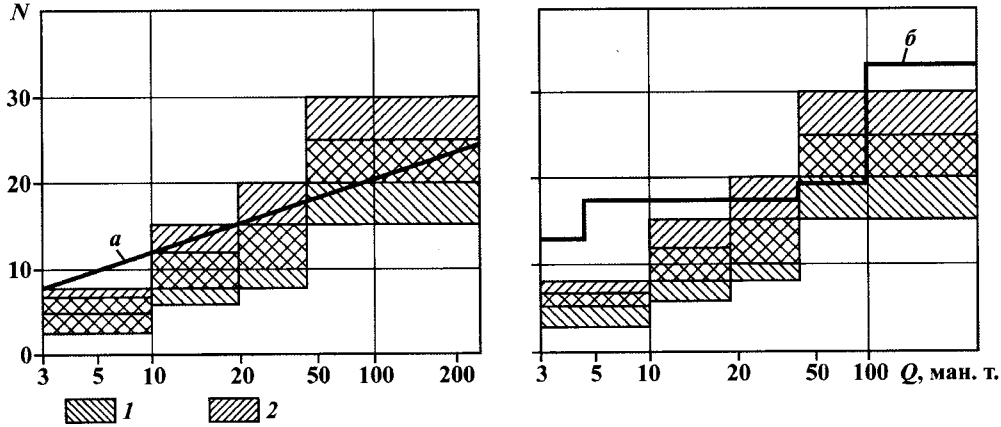


Рис. 18.3. Графики зависимости количества разведочных скважин *N* от балансовых залежей *Q*:
а – для массивных залежей нефти и газа (В.И. Пороскун, 1979); *б* – средние по бывш. СССР (данные Г.А. Габриэлянца, С.П. Максимова, 1981). *1* – оптимальное количество разведочных скважин для нефтяных залежей группы сложности I (А.Я. Фурсов, В.В. Стасенков, 1981); *2* – оптимальное количество разведочных скважин для нефтяных залежей II группы сложности (А.Я. Фурсов, В.В. Стасенков)

дочным объектам Днепровско-Донецкой впадины. Из данных графиков видно, что средние значения пористости перестали колебаться после бурения 6 – 10 скважин, составляющих незначительную часть всего разведочного фонда. По нефтяным месторождениям Западной Сибири стабилизация средних значений $k_п$ и $k_н$ наступает после бурения первых трех-четырех скважин (для $h_{эф}$ требуется бурение до 10 скважин).

Под *системой размещения* разведочных скважин понимается пространственное размещение скважин, пробуренных с целью получения геологической информации, необходимой для подсчета запасов нефти и газа по промышленным категориям и подготовки исследуемого месторождения к разработке.

Решающее значение при выборе системы размещения разведочных скважин имеет распределение запасов по площади, которое контролируется тремя геологическими границами — кровлей, подошвой продуктивного

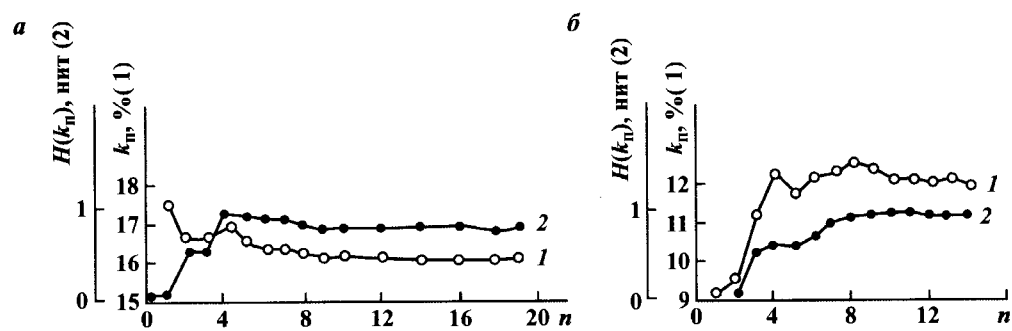


Рис. 18.4. Графики зависимости среднего коэффициента пористости $k_п$ и значения энтропии $H[k_п]$ от количества разведочных скважин *n* по Западно-Крестищенскому (*а*) и Кандымскому (*б*) месторождениям

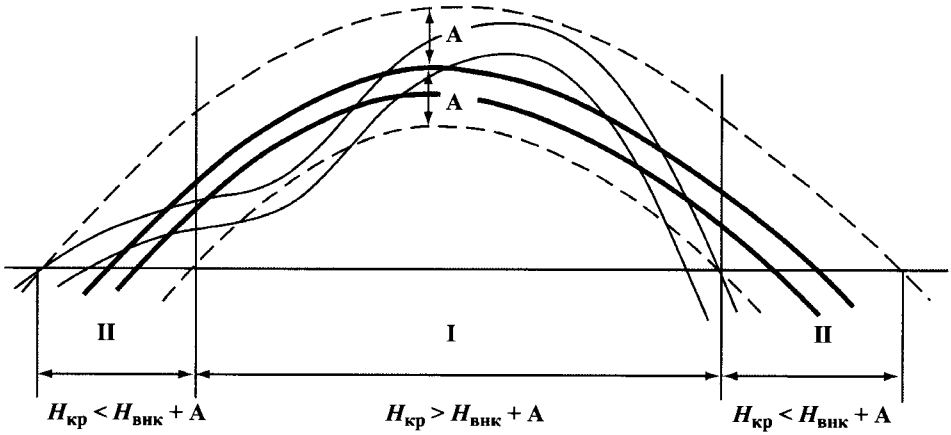


Рис. 18.5. Влияние ундуляции кровли пласта-коллектора на распределение запасов и положение внешнего контура:
I – ундуляция кровли не влияет на распределение запасов; *II* – ундуляция кровли влияет на проведение внешнего контура и построение объемной модели; $H_{кр}$ – отметка кровли пласта-коллектора; $H_{ВНК}$ – отметка ВНК (ГЖК); *A* – максимальная амплитуда ундуляции кровли продуктивного пласта

пласта и поверхностью ВНК (ГЖК). В зависимости от типа резервуара влияние той или иной геологической границы на распределение запасов существенно изменяется. Связано это с тем, что скопления нефти и газа в пластовых и массивных резервуарах принципиально отличаются друг от друга. Это отличие заключается в том, что у пластовой залежи распределение объема контролируется тремя поверхностями: двумя приблизительно параллельными поверхностями кровли и подошвы продуктивного горизонта и поверхностью контакта. У массивной залежи контролирующими являются только две поверхности: кровля продуктивного горизонта и поверхность ВНК (ГЖК), секущая все тело массивного резервуара.

В связи с этим, для залежей в пластовых резервуарах ундуляция кровли продуктивного горизонта в пределах сводовой части, не выявленная по данным бурения разведочных скважин, практически не влияет на распределение запасов, а для массивных залежей это имеет принципиальное значение, так как может существенно изменить запасы залежи (рис. 18.5). В то же время ундуляция кровли продуктивного горизонта в приконтурных зонах массивных залежей практически не оказывает существенного влияния на распределение запасов, и поэтому детальное прослеживание внешнего контура массивных залежей, как показывает анализ, неэффективно.

Иная картина наблюдается для пластовых залежей. Одним из главных параметров, контролирующих величину запасов залежей в пластовых резервуарах, является площадь. Поэтому изменение наклона крыльев в приконтурной зоне может существенно повлиять на величину площади нефтегазоносности, а следовательно, на распределение запасов и вид объемной модели. В связи с этим в процессе разведки залежей в пластовых резервуарах требуется проведение оконтуривающего бурения.

Столь же дифференцировано следует подходить к изучению и остальных перечисленных геологических границ, в частности к изучению ВНК (ГЖК). В связи со спецификой строения массивных залежей положение

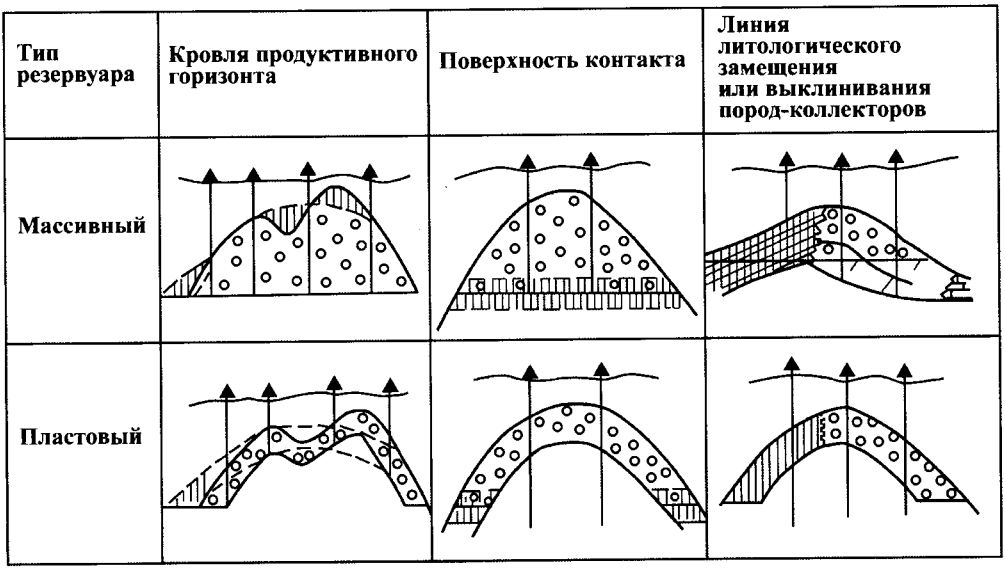


Рис. 18.6. Схема влияния геологических границ на распределение запасов залежи в зависимости от типа резервуара

контакта можно надежно определить уже в первых поисковых скважинах. Однако, поскольку поверхность ВНК (ГЖК) является основной контролирующей для массивных залежей, ее положение значительно влияет на объем и распределение запасов. Большое влияние на распределение запасов по площади оказывает и положение линии литологического замещения или выклинивания. Причем, как это было видно и при рассмотрении геологических границ, это влияние дифференцировано в зависимости от типа природного резервуара. Если для залежей в пластовых резервуарах в связи со случайным изменением эффективной толщины по площади влияние зоны литологического замещения определяется только ее площадью, то для залежей в массивных резервуарах, характеризующихся наличием составляющей (наличие тренда), существенную роль играет и положение линии литологического замещения относительно области концентрации запасов. Линия литологического замещения может практически не влиять на распределение запасов, если она отмечается в зоне минимальных значений эффективных толщин. И в то же время даже небольшие по площади зоны замещения пород коллекторов в зонах максимальной концентрации запасов существенно снижают эффективный объем залежи и принципиально изменяют распределение запасов по площади (рис. 18.6).

Разнообразие геологического строения нефтяных и газовых месторождений обусловливает необходимость применения различных систем размещения скважин и систем разведки. Системы размещения скважин по их геометрии подразделяют на регулярные (по равномерной сетке или рядами) и нерегулярные.

По форме разведочной ячейки сетки подразделяются на треугольные и квадратные. Системы размещения скважин рядами можно разделить на две группы: с незамкнутыми рядами (профильная) и с замкнутыми рядами (кольцевая).

Тип системы размещения скважин			Характеристика	Область применения	Схема
Регулярная	Сетка	Треугольная	Скважины закладываются в вершинах треугольника	Разведка неантиклинальных залежей. Эксплуатационное разбуривание	
		Квадратная	Скважины закладываются в вершинах квадрата	Разведка неантиклинальных залежей. Эксплуатационное разбуривание	
	Ряды	Незамкнутая (профильная)	Скважины размещаются на разных гипсометрических отмотках по профилю, пересекающему структуру или площадь залежи в определенном направленин	Разведка структурных и неантиклинальных залежей. Эксплуатационное разбуривание	
		Замкнутая (кольцевая)	Скважины размещаются последовательнымн рядами вокруг скважины-открывательницы на одинаковых гипсометрических отметках базисного продуктивного горизонта	Разведка сводовых изометроструктур. Эксплуатационкое разбуриваное сводовых изометричных залежей	
Нерегулярная			Скважины размещаются в оптимальных точках в соответствии в принятым алгоритмом розмещения	Адаптивная разведка	

Рис. 18.7. Системы размещения разведочных скважин.
Скважины: *1* – поисковые; *2, 3* – разведочные

Характеристика указанных систем приведена на рис. 18.7.

Треугольная система размещения скважин предполагает заложение каждой новой скважины в вершине равностороннего треугольника, два угла которого составляют уже пробуренные и давшие приток нефти (газа) скважины. Данная система размещения скважин применяется тогда, когда разведка и эксплуатация совмещались во времени, и обеспечивает равномерное по площади изучение залежи. Недостатком системы является то, что при этом существенно увеличивается срок разведки.

Аналогична по технологии ведения работ квадратная система размещения разведочных скважин.

При кольцевой системе размещения разведочные скважины закладываются кольцами по падению пласта от уже изученного участка залежи. Эта система приемлема для широких и пологих антиклинальных структур.

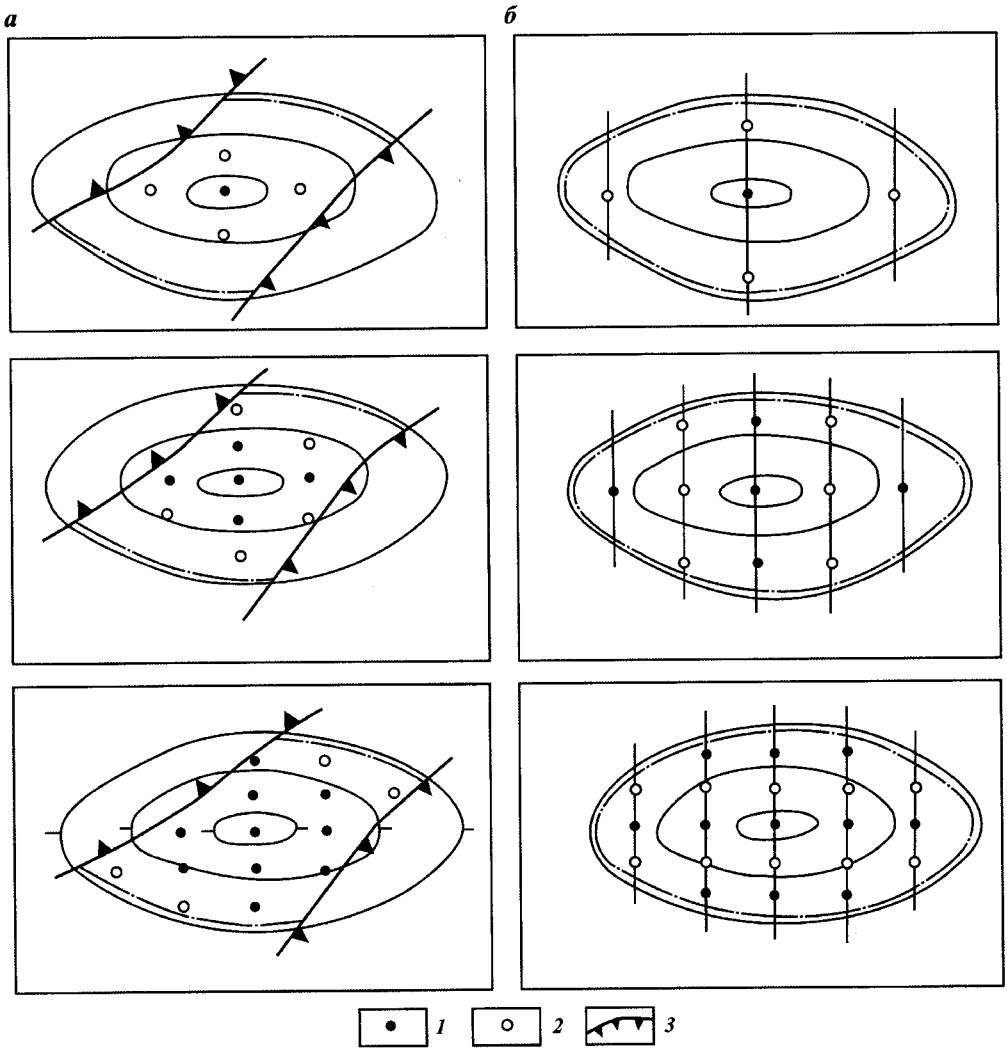


Рис. 18.8. Системы разведки:
а – ползущая; *б* – сгущающаяся. Разведочные скважины: *1* – пробуренные; *2* – проектные; *3* – линия литологического замещения пород-коллекторов

Профильная система размещения разведочных скважин наиболее часто используется в практике работ. Продольное размещение скважин позволяет надежно коррелировать горизонты даже в условиях их значительной литологической изменчивости, стратиграфического срезания, выклинивания, тектонического экранирования и т.д. В профильном сечении залежи более точно определяются положения флюидальных контактов. Все это позволяет минимальным количеством скважин восстановить правильное представление о строении залежи.

В зависимости от геологических условий система разведки может быть сгущающейся или ползущей (рис. 18.8).

Сгущающаяся система разведки предполагает охват бурением всей за-

лежи с начала разведочного этапа и последующего уточнения сетки в случае необходимости. Преимущество этой системы состоит в том, что ускоряется оценка и разведка залежи, однако доля непродуктивных скважин, особенно на начальном этапе, может быть весьма высокой.

Ползущая система разведки предполагает постоянный охват площади залежи плотной сеткой скважин, поэтому последующие уплотнения сети разведочных скважин не требуется. При такой системе разведки существенно сокращается количество непродуктивных скважин, однако удлиняются сроки разведки.

Генеральным принципом разведочных работ, вытекающим из необходимости максимально достоверного изучения всего объема залежи и регламентирующим проведение разведки, является **принцип равномерности или равнопредставительности**. Он не связан с какими-либо геологическими особенностями разведываемого объекта, а является лишь трактовкой геологического исследования как способа изучения сложной системы и отражает конечные требования к системе разведки.

Обычно, говоря о равномерности сети наблюдений, в геологической литературе подразумевают регулярные сети (квадратные, треугольные и др.). Как показал целый ряд исследований, регулярная сеть в таком ее понимании наиболее эффективна или вполне приемлема при решении целого ряда геологических задач. Равномерная регулярная по площади сеть предпочтительна в задачах обнаружения объектов, описания закономерностей части поля, описания изменчивости поля и др. Действительно, при равномерной (регулярной) сети исключается пропуск аномалий выпуклой формы, которые при параллельном их перемещении не могут быть вписаны в элементарную ячейку сети. Случайное же размещение пунктов измерений, даже при большом их количестве, допускает отличную от нуля вероятность пропуска аномалий, в том числе и существенно превышающих по размерам среднюю площадь исследований, приходящуюся на один пункт наблюдений. Особенно эффективна равномерная сеть при выявлении наиболее крупных объектов.

Равномерная (регулярная) система наблюдений предпочтительнее при решении задачи выявления аномалий на фоне случайных помех, проведении тренд-анализа и решении множества других прикладных геологических задач.

Широкое распространение при разработке месторождений нефти и газа получили равномерные (регулярные) системы размещения скважин. На многих нефтяных месторождениях России принималась треугольная система расположения скважин, которая обеспечивает более полное извлечение нефти из пласта. На нефтяных месторождениях США обычно применяют квадратную сетку в связи с удобством размещения скважин вдоль границ отдельных нефтяных участков, имеющих, как правило, прямоугольную форму.

С точки зрения теории и практики разведки очевидно, что для достижения максимальной достоверности оценки запасов совершенно необязательно изучать залежь равномерно по всей площади. Для минимизации погрешности оценки запасов и прогноза значений признаков залежи точки исследований должны быть размещены в области, занимаемой исследуемым геологическим телом, таким образом, чтобы равномерно освещать его объем.

Поскольку в процессе разведки залежей нефти и газа мы исследуем

трехмерные (объемные) объекты, системой размещения, реализующей принцип равномерности, будет такая система разведки, при которой каждая из разведочных скважин оценивает примерно одинаковый объем нефтегазонасыщенного резервуара. Таким образом, принцип равномерности следует реализовать путем равномерного размещения скважин не по площади, а по отношению к объему залежи.

Принцип равномерности «на равные по запасам участки залежи — равное число скважин» как правило размещения разведочных скважин впервые был предложен для разведки массивных залежей Г.А. Габриэлянцем и В.И. Пороскуном в 1974 г. Дальнейшие исследования, проведенные М.Б. Павловым и Г.И. Дряхловой в 1977 г., показали, что этот принцип даже с большей эффективностью может быть использован и при разведке залежей в неантиклинальных ловушках, к периферии которых, как правило, не только уменьшается мощность, но и ухудшаются коллекторские свойства пласта, т.е. более снижается концентрация запасов в этих частях залежи.

При реализации принципа «на равные по запасам участки залежи — равное число скважин» необходимо иметь в виду следующие особенности. Точность реализации принципа равномерности в размещении скважин на разведываемом объекте будет зависеть от уровня соответствия принятой модели залежи, построенной по данным поискового этапа, реальным особенностям ее строения, выявляемым в процессе разведки. Поэтому различия между оптимальной системой размещения скважин, предусматривающей заложение каждой из них в центре зон равных объемов, и фактически реализуемой системой в ходе разведки будут постепенно уменьшаться и в конечном итоге окажутся тем меньше, чем большим объемом информации оперировали на этапе проектирования.

Для наиболее эффективной реализации заложенного в проекте принципа равномерности в процессе разведочных работ необходимо проводить систематическую корректировку проекта, базирующуюся на промежуточных обобщениях всей геолого-геофизической информации, полученной в процессе разведки к моменту корректировки и построения соответствующих объемных моделей, отражающих уровень изученности залежи (резервуара). Поэтому реализация принципа равномерности на первой стадии будет достигаться для отдельных групп скважин в различных частях залежи, а на заключительных этапах создастся возможность бурения каждой из скважин в центре зон равных объемов. Кроме того, в процессе разведки должен изменяться и сам принцип равномерности. Если на первых ее этапах он может быть реализован только путем равномерного размещения по отношению к объему залежи, то на последующих этапах он может осуществляться путем равномерного размещения по отношению к удельным запасам или к показателю эффективного объема (произведение эффективной мощности на пористость и нефтегазонасыщенность — $k_п \cdot h \cdot k_н$).

Последовательность реализации принципа равномерности должна зависеть от сложности строения разведываемого объекта и объема имеющейся информации. Для залежей, связанных с простыми по морфологии и хорошо картируемыми геофизикой структурами и однородными по внутреннему строению резервуарами, принцип равномерного размещения скважин по отношению к объему можно применять сразу же после завершения поисковых работ. В случае же залежей в сложных по строению резервуарах и ловушках для подготовки месторождения к разведке необхо-

димо проводить дополнительный комплекс буровых работ с целью получения информации о характере распределения запасов по площади.

Запроектированная система размещения разведочных скважин должна осуществляться в последовательности, обеспечивающей максимальный прирост информации, необходимой для выявления особенностей морфологии ловушки и закономерностей построения объемной модели разведываемой залежи. Эту задачу можно решать путем выделения зон максимальной неопределенности и бурения в их пределах единичных скважин. После получения данных по каждой новой скважине объемная модель залежи должна уточняться, а в связи с этим необходимо корректировать сеть разведочных скважин. Чем большие изменения будут внесены в объемную модель, тем большим исправлениям должна подвергнуться система размещения скважин. В связи с этим конечная сеть скважин может лишь приблизительно отвечать принципу равномерности, причем степень соответствия будет увеличиваться по мере приближения к завершающей стадии. Вполне вероятно, что принцип равномерности будет достигнут не для каждой разведочной скважины, а в целом для отдельных зон и участков разведываемой залежи.

Осуществление идеально равномерного по объему изучения интересующих нас свойств залежи возможно лишь при фиксированных обоснованных представлениях об объекте и одновременном размещении требуемого числа скважин. В процессе же разведки практически после бурения каждой скважины или отдельных их групп представление об объекте меняется. В связи с этим равномерное для предшествующего уровня знаний размещение оказывается неравномерным после получения информации по новым скважинам. Возникает задача поддержания равномерности на максимально возможном уровне при последующем шаге разведки. Таким образом, равномерность разведочной сети надо рассматривать как величину переменную, которая может изменяться в процессе разведки.

Неравномерные по площади и равномерная по отношению к объему сеть разведочных скважин рациональны и с точки зрения эксплуатации месторождений. Эффективность размещения эксплуатационных скважин в центрах зон равных объемов обусловлена: увеличением сроков работы скважин; увеличением суммарной добычи по скважинам; лучшей дренируемостью объема залежи; сокращением линий обустройства промыслов.

Таким образом, неравномерные по площади разведочные сети отвечают многим требованиям, предъявляемым к эксплуатационным сетям. В связи с этим решение многих задач разведки (в особенности газовых месторождений) может осуществляться не только бурением чисто разведочных скважин, но и опережающим эксплуатационным бурением с размещением скважин равномерно по отношению к объему (в центрах зон равных объемов). При этом в обязательном порядке предусматривается получение по этим скважинам всего объема информации, необходимой для подсчета запасов.

Для проектирования разработки важно не только выявить общие закономерности изменений свойств нефтяного пласта, но и изучить особенности пласта как по разрезу, так и по площади.

Предлагаемый метод равных объемов достаточно четко решает задачи подготовки к разработке главным образом массивных залежей, где каждая скважина может вскрыть водонасыщенную часть пласта и зону максималь-

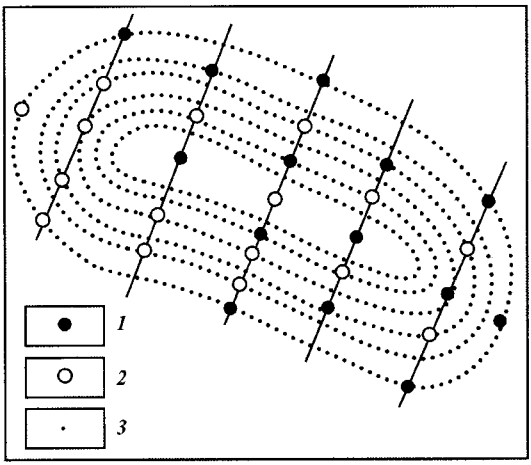


Рис. 18.9. Схема размещения разведочных и опережающих эксплуатационных скважин:
1 – разведочные скважины; *2* – опережающие эксплуатационные скважины; *3* – проектные точки эксплуатационных скважин

ной концентрации запасов. Для пластовых залежей наиболее рационально применение равномерной по площади системы размещения скважин.

Это позволит использовать современные методы разработки нефтяных залежей, которые предусматривают применение методов поддержания пластового давления и требуют рационального расположения нагнетательных и эксплуатационных скважин.

В случае если в результате применения одной из схем размещения скважин наблюдается отсутствие достаточных данных, характеризующих параметры пласта, необходимо осуществлять двухстадийное проектирование, предусматривающее вначале составление технологической схемы разработки, а затем проекта разработки. Составление предварительной технологической схемы может быть основано на том количестве разведочных скважин, по которым проведен подсчет запасов нефти. Что же касается проекта разработки, то последний должен составляться по истечении некоторого времени па основании большего числа скважин (рис. 18.9).

Разведка многих нефтеносных структур показывает, что как на платформенных, так и на складчатых территориях редко встречаются однопластовые месторождения, приуроченные только к одному горизонту отдельных литолого-стратиграфических комплексов.

Значительное количество известных месторождений являются многозалежными, т.е. представляют собой совокупность различных по геологическому строению, размерам, продуктивности и промышленной значимости залежей, расположенных в разрезе одна под другой. Диапазон нефтегазоносности многопластовых месторождений достигает 1500 – 2500 м. При разведке многозалежного месторождения необходимо учитывать, что каждая из залежей может требовать своих методов изучения и систем разведки и для каждой залежи будут свои требования к изученности.

При проектировании разведочных работ на многозалежных месторождениях и их проведении необходимо решать задачу рационального сочетания процесса изучения каждой отдельной залежи и всего месторождения в целом.

Важнейшим методическим приемом при проведении разведочных работ на многозалежных месторождениях является выделение этажей разведки.

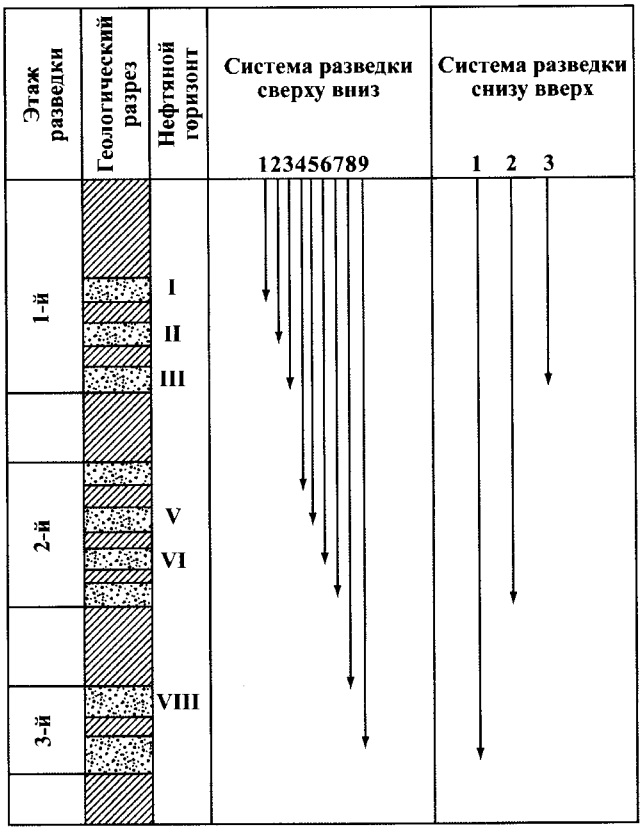


Рис. 18.10. Системы разведки многопластового нефтяного месторождения:
1–9 – порядок ввода нефтяных горизонтов в разведку

Этаж разведки — часть разреза месторождения, включающая одну или несколько залежей, которые могут разведываться одной самостоятельной сеткой скважин. В один этаж разведки объединяются сходные по геологическому строению, составу флюидальной системы и условиям бурения и разработки залежи, расположенные в разрезе близко друг от друга.

Разведка многопластовых месторождений нефти и газа в существующей практике проводится в основном по двум системам: сверху вниз и снизу вверх (рис. 18.10).

Система разведки сверху вниз предусматривает последовательную разведку каждого нижележащего горизонта в многопластовом месторождении после разведки вышележащего. Из этой схемы следует, что после выявления нефтеносности верхнего I горизонта, последующий этап характеризуется его оконтуриванием и одновременно бурением поисковых скважин на II горизонт. В последующем, когда производится разведка II горизонта, закладываются поисковые скважины на III горизонт и т.д. Эта система разведки была единственной системой разведки месторождений в дореволюционной нефтяной промышленности и обусловливалась низкой техникой бурения, исключающей возможность одновременного вскрытия нескольких нефтеносных горизонтов.

Система разведки снизу вверх предусматривает вскрытие нижних перспективных свит, залегающих на глубинах, доступных современной технике бурения, и освещение нефтегазоносности всей осадочной толщи

или ее значительной части. Эта система имеет в виду разведку группы нефтяных и газовых горизонтов путем последовательной разведки каждого вышележащего горизонта после нижележащего, причем нижний горизонт, с которого начинается разведка, называется базисным.

Разведку нефтяных и газовых залежей, как правило, целесообразно проводить по системе снизу вверх, которая обеспечивает наиболее быстрое изучение месторождения при сравнительно минимальных затратах. Промышленная оценка всех вскрытых скважинами нефтеносных горизонтов проводится по данным отбора керна с помощью колонковых долот и бокового грунтоноса, электрокаротажа, бокового каротажного зондирования и радиометрических исследований, а также при последовательном опробовании всех перспективных горизонтов разреза снизу вверх. Эта система обеспечивает наиболее быстрое приращивание запасов.

Количество первых поисковых скважин должно быть таким, чтобы несколькими скважинами, расположенными в различных частях структуры, можно было осветить нефтегазоносность всего разреза и соотношение структурных планов отдельных стратиграфических комплексов.

В отдельных районах практику бурения нельзя признать правильной, если при разведке нефтяных месторождений нижезалегающие перспективные толщи остаются невскрытыми нередко на протяжении ряда лет. Эти толщи, залегающие на доступных бурению глубинах, должны вскрываться первыми же поисковыми или разведочными скважинами. Даже в случае несоответствия структурных планов эти скважины в совокупности с подобными же скважинами на других площадях дадут ценный материал, указывающий наиболее вероятное направление поисков поднятий по более древним отложениям и будут способствовать более качественной интерпретации сейсмических данных а также позволят наметить благоприятные зоны для поисков стратиграфических и литологических залежей.

При выделении этажей разведки представляется целесообразным группировать горизонты так, чтобы нижним, или базисным, горизонтом в этаже был бы наиболее крупный по площади и запасам горизонт, отличающийся высокими дебитами скважин. Такой принцип выделения базисных горизонтов позволит обеспечить первоочередную разведку наиболее мощных нефтегазоносных пластов, прирастить запасы нефти и газа по высоким категориям и ускорить ввод этих залежей в разработку. Таким образом, если в разрезе месторождения имеются два мощных продуктивных горизонта, расположенных на значительном расстоянии (по вертикали) друг от друга, то целесообразно выделить два этажа разведки, если три, то, возможно, и три этажа. В качестве примера разведки по этажам можно привести Калинское месторождение (рис. 18.11). Здесь в разрезе продуктивной толщи среднего плиоцена было выделено три этажа, причем базисным горизонтом первого служили V и VI горизонты, второго — свита НКГ и третьего — свита ПК. Указанные горизонты являются наиболее мощными.

При выделении этажей разведки следует учитывать также условия бурения скважин. Если нижняя часть разреза месторождения отличается аномально высоким пластовым давлением, требующим применения утяжеленных промывочных растворов и специальной конструкции скважин, а верхняя характеризуется давлением, близким к гидростатическому, и нормальными условиями проводки скважин, то эти части разреза должны быть подразделены на различные этажи.

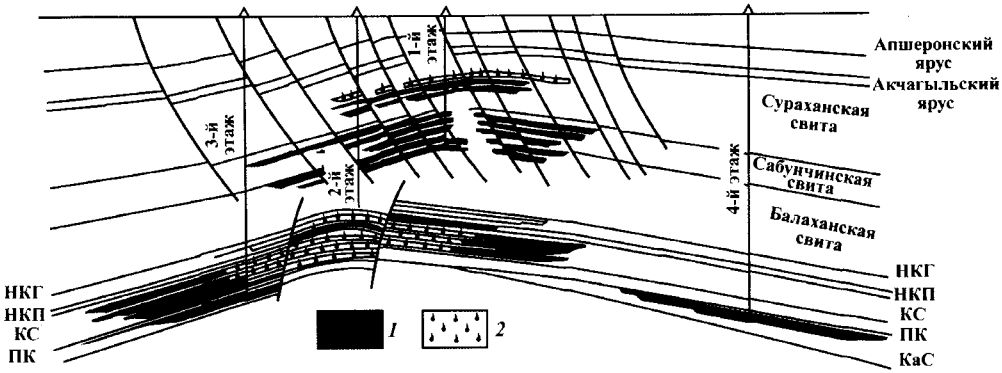


Рис. 18.11. Принципиальная схема разведки Калинского месторождения (продольный геологический профиль):
1 – нефть; *2* – газ

Порядок разведки выделенных этажей системой снизу вверх или сверху вниз зависит от геологических, технических и экономических факторов. На практике возможны следующие варианты.

1. На месторождении высокодебитные горизонты, содержащие существенные запасы нефти и газа, расположены в нижней части разреза. В этом случае более эффективна разведка отдельных этажей снизу вверх.

2. На месторождении выявлен ряд высокодебитных продуктивных толщ, относящихся к нескольким мощным литолого-стратиграфическим комплексам. В таких случаях разведка отдельных стратиграфических комплексов или этажей должна осуществляться в зависимости от глубины их залегания. Если высокодебитные горизонты залегают на больших глубинах, не освоенных для массового бурения скважин, то, исходя из конкретных условий, может быть вначале разведана и подготовлена к разработке группа нефтяных пластов, приуроченных к верхнему стратиграфическому комплексу, и только после этого начата детальная разведка горизонтов нижнего комплекса самостоятельной сеткой. При залегании высокодебитных горизонтов, приуроченных к различным мощным толщам литолого-стратиграфических комплексов на вполне освоенных глубинах, предпочтение следует оказать системе разведки снизу вверх, так как при этом количество неудачных разведочных скважин будет сведено к минимуму, а скважины, оказавшиеся за контуром нефтеносности нижних литолого-стратиграфических комплексов, могут быть возвращены для разведки верхних.

3. На месторождении высокодебитные горизонты приурочены к верхним литолого-стратиграфическим комплексам, а нижние комплексы содержат малодебитные залежи. В таких случаях вначале должны быть разведаны верхние слои. Одним из основных преимуществ системы разведки снизу вверх является возможность возврата скважин с целью опробования верхних горизонтов. Особенно это важно для скважин малодебитных, давших отрицательные результаты, и аварийных. Для высокодебитных скважин рекомендуется воздерживаться от возврата.

В тех случаях, когда бурение на базисный горизонт разведки сопряжено с известными трудностями, а количество разведочных скважин, опробовавших основной горизонт, позволяет не только выполнить подсчет запасов, но и ускорить разработку залежи, возврат на верхние горизонты

высокодебитных скважин может на длительное время задержать начало разработки крупной нефтяной или газовой залежи. В подобных условиях целесообразно заложить новую группу разведочных скважин для опробования выявленных по данным каротажа и отбора керна новых нефтяных горизонтов в верхней части разреза с тем, чтобы не прибегать к возврату высокодебитных скважин.

Аналогичное положение может создаться и на газовых месторождениях, когда разведочные скважины, выявившие и оконтурившие мощную газовую залежь, вполне обеспечивают ее разработку и полное извлечение подземных запасов. В этих случаях может быть экономически более целесообразно заложение новой группы скважин для опробования верхних горизонтов.

Таким образом, возможность скорейшего ввода в разработку высокодебитных нефтяных и газовых залежей является достаточным основанием для отказа от возврата существующих скважин на верхние горизонты.

Следует иметь в виду, что этажи разведки выделяются на месторождениях, где в процессе поискового бурения уже выявлен ряд залежей нефти и газа промышленного значения. Выделение отдельных этажей будет способствовать ускоренной разведке залежей и наиболее рациональной, экономически обоснованной разработке их, обеспечивающей выполнение государственных планов.

Выделение этажей разведки не дает основания для подобного выделения этажей в стадии поискового бурения. Проектирование поисков нефти и газа самостоятельными группами скважин на отдельные стратиграфические комплексы (этажи) может лишь привести к увеличению числа скважин и снижению эффективности, а в случае отсутствия залежей в разрезе отдельных поднятий — к неоправданным затратам.

При разведке многозалежных месторождений для выбора системы размещения разведочных скважин можно использовать методику построения «суммарного резервуара», предложенную А.М. Бриндзинским, Г.А. Габриэлянцем, В.А. Саркисовым (1977 г.). Суммарный резервуар — это часть пространства, заключенная между горизонтальной плоскостью и поверхностью, аппроксимирующей значения $H_{эф} \cdot k_п \cdot k_н$ в пределах этажа разведки. По существу суммарный резервуар — сумма распределений показателей эффективного объема отдельных подсчетных объектов (залежей).

Для построения суммарного резервуара по каждой скважине определяются значения эффективной мощности ($H_{эф}$), пористости ($k_п$) и насыщенности ($k_н$) и показателя эффективного объема ($H_{эф} \cdot k_п \cdot k_н$). Суммарные значения показателя эффективного объема по скважинам в пределах этажа разведки наносят на план и путем интерполяции строят поле суммарного показателя эффективного объема. Разведочные скважины необходимо располагать согласно принципу «на каждую скважину — равная доля суммарного резервуара», т.е. плотность сети разведочных скважин при разбуривании многозалежного месторождения в пределах самостоятельного этажа разведки должна быть пропорциональна значению показателя эффективного объема, а следовательно, и плотности запасов.

18.2. ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ ПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Пластовые залежи — наиболее распространенный тип скоплений нефти и газа. Основные отличительные черты пластового резервуара заключаются: а) в ограничении резервуара в кровле и подошве слабопроницаемыми породами; б) в сохранении пластового характера, а отчасти толщины и литологического состава на значительной площади.

В зависимости от особенностей геологического развития региона преимущественное распространение имеет тот или другой тип ловушек, а следовательно, и залежей нефти и газа.

Поднятия складчатых областей отличаются более выпуклой формой и большей амплитудой и часто нарушены разрывами. Платформенные поднятия значительно распространены по площади, на которой углы наклона пород редко превышают 1—2°. Известные здесь осложнения имеют обычно вид флексурообразных перегибов. Разрывы весьма редки. В нефтегазоносных провинциях тектонически активных областей ненарушенные сводовые залежи встречаются очень редко.

Рассматривая пластовые залежи как объекты разведочных работ, необходимо обратить внимание на закономерные особенности распределения запасов по площади, играющие решающую роль при выборе систем размещения разведочных скважин.

Пластовая залежь по характеру распределения запасов разделяется на две части. Основная доля запасов (в пределах внутреннего контура) контролируется приблизительно параллельными поверхностями кровли и подошвы. Другая часть залежи сосредоточена в межконтурной зоне (между внутренним и внешним контактами). При однородном строении пластового резервуара во внутриконтурной зоне изменение плотности запасов контролируется поведением кровли и подошвы пласта. Плотность запасов в этой зоне остается практически постоянной, если кровля и подошва приблизительно параллельны, либо имеют слабо выраженный тренд, если кровля и подошва не параллельны. В межконтурной зоне плотность запасов за счет срезания краевых частей пластовых залежей ВНК (ГЖК) изменяются закономерно — от максимальной во внутреннем контуре до нулевой на внешнем. Отсюда следует, что для пластовых залежей требования к детальности изучения структурной поверхности в сводовой и приконтурных зонах должны быть дифференцированы. Более детального изучения требует приконтурная зона, где значимость погрешностей в структурных построениях весьма существенна.

Отличительной особенностью пластовых залежей, принципиальной с точки зрения методики разведки, является и то, что для установления положения ВНК (ГЖК) пластовой залежи в отличие от массивной, в которой каждая внутриконтурная скважина вскрывает поверхность контакта, необходимо бурение специальных скважин в зоне ВНК (ГЖК) и проведение специальных исследований в скважинах, вскрывших полнопластовую часть залежи. Причем достоверное определение положения внутреннего и внешнего контуров для пластовых залежей имеет решающее значение с самого начала разведочных работ и на протяжении всего процесса разведки.

Важный элемент разведки пластовых залежей — установление фазового состояния насыщающих резервуар флюидов. Правильная оценка типа

залежи на начальных этапах разведки дает возможность определить наиболее рациональный способ разведки. В массивных залежах установление нефтяной оторочки газовых залежей возможно по результатам исследования любой скважины, пробуренной во внутриконтурной зоне (исключение составляет случай, когда оторочка смещена на крыло или переклиналь). В пластовых залежах решение аналогичной задачи прямым путем возможно лишь в результате бурения скважин в межконтурной зоне на периферии залежи. Система размещения скважин нацеливается главным образом на оконтуривание залежей. И если бы не задача изучения характера неоднородности в пределах полнопластовой части залежи, являющейся основным объектом разработки, вопросы оконтуривания считались бы единственно важными при разведке пластовых залежей. Неоднородность решающим образом влияет на размещение запасов и условия разработки месторождения, и это определяет необходимость изучения характера неоднородности пластовых резервуаров как во внутриконтурных, так и в приконтурных частях залежей.

В соответствии с принципом относительной элементарности пластовые природные резервуары можно разделить на две группы: 1) однородные; 2) неоднородные (рис. 18.12).

В течение довольно длительного времени пластовые залежи в большинстве случаев рассматривались в качестве квазиоднородных по всем параметрам объектов, которые можно охарактеризовать по всей площади средними значениями параметров. Практика разведки и особенно разработки показывает, что абсолютно однородные пласты в природе встречаются весьма редко.

Неоднородность пластов-коллекторов влияет на конечную нефтеотдачу, темпы отбора жидкости (нефть и вода) из залежи, скорость обводнения скважин и другие характеристики. В связи с этим изменяются требования к методике и детальность изучения неоднородности пластовых залежей в процессе разведки.

Неоднородные резервуары в зависимости от характера слагающих их элементов неоднородности подразделяются на два класса:

1) резервуары с элементами неоднородности, размеры которых одного порядка с размерами залежи (непрерывная неоднородность);

2) резервуары с элементами неоднородности, размеры которых меньше размеров залежи (прерывистая неоднородность).

В резервуарах второго типа элементы неоднородности не выдержаны в пределах всей площади залежей (линзы и полулинзы пород-коллекторов) и вскрываются лишь отдельными скважинами.

Каждый из выделенных классов в зависимости от размещения элементов неоднородности подразделяется на подклассы:

1) резервуары со случайным размещением элементов неоднородности (случайная изменчивость);

2) резервуары с закономерным размещением элементов неоднородности (закономерная изменчивость).

Резервуары первого подкласса характеризуются тем, что все элементы неоднородности размещаются в пласте случайно. Для резервуаров второго подкласса характерно наличие участков концентрации пластов и линз пластов-коллекторов, в результате чего доля коллекторов в разрезе, а следовательно, и концентрация запасов на этих участках будет больше, чем на других.

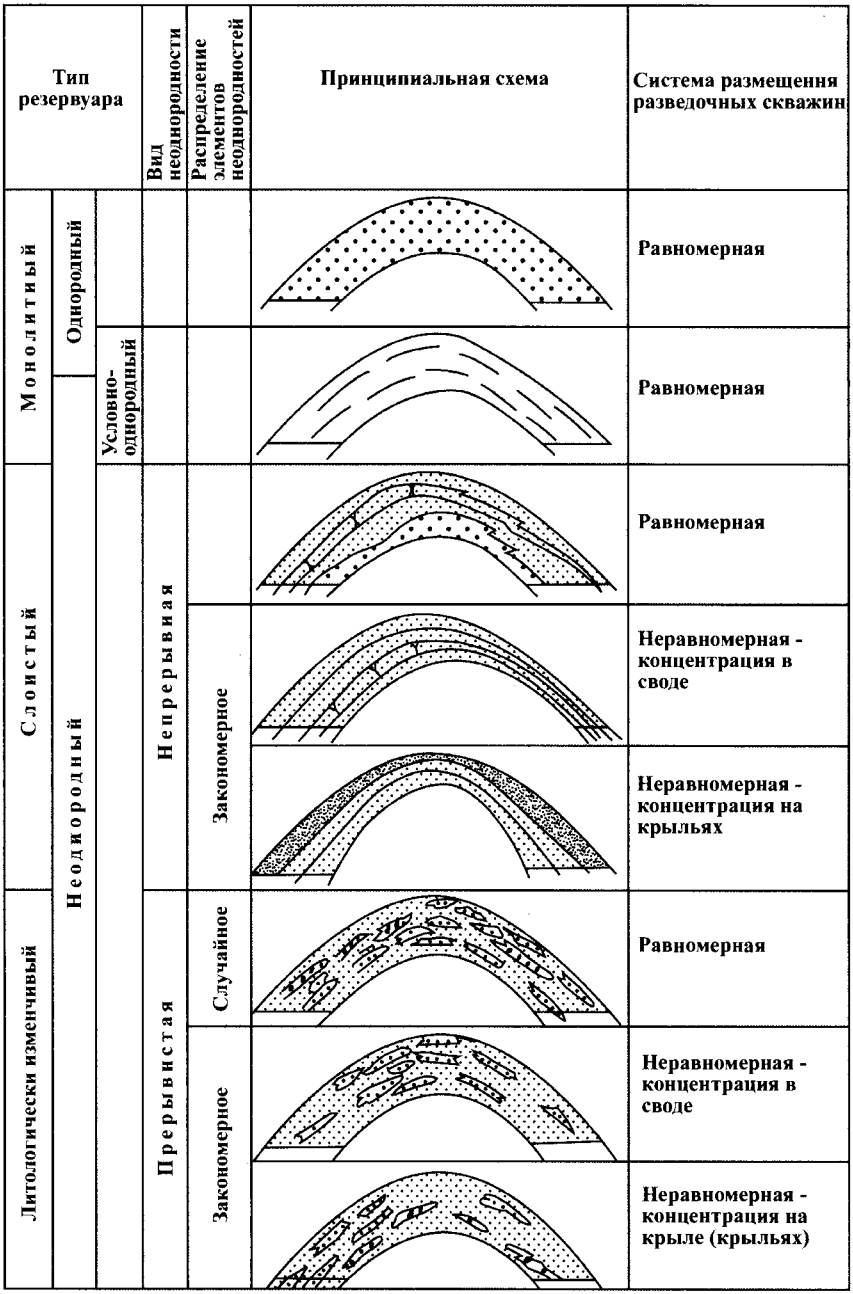


Рис. 18.12. Типы пластовых резервуаров (по Г.А. Габриэлянцу)

Все перечисленные виды пластовых резервуаров можно объединить в три большие группы. Однородные и условно однородные пластовые резервуары представляют собой единый сплошной пласт и относятся к пластовым монолитным резервуарам. Все возможные разновидности неоднород-

ных резервуаров с непрерывными элементами неоднородности можно рассматривать как группу пластовых слоистых резервуаров. Пластовые резервуары с прерывистой неоднородностью относятся к литологически изменчивым пластовым резервуарам.

Неоднородность строения пластового резервуара может существенно влиять на распределение запасов по площади и поэтому играет важную роль при реализации равномерной по объему системы размещения скважин. В неоднородном резервуаре при случайном распределении элементов неоднородности (как и в однородном резервуаре), распределение запасов по площади (в пределах внутреннего контура) близко к равномерному (или равномерное), и система размещения скважин должна быть близка к равномерной по площади. При закономерном распределении элементов неоднородности система размещения разведочных скважин должна быть ориентирована на неравномерное распределение запасов по площади, т.е. разведочные скважины следует концентрировать в зонах высокой плотности запасов.

В практике разведки пластовых залежей наиболее часто используют профильную, кольцевую и треугольную системы размещения скважин. Причем профильная система, как правило, считается наиболее универсальной и применяется на практике в большинстве случаев. Например, в Тимано-Печорской провинции при разведке пластовых залежей в 76 % случаев использовалась профильная система размещения скважин. На территории Днепровско-Донецкой впадины она тоже наиболее распространена. При линейной вытянутости структуры (Новотроицкое месторождение) разведка проводится бурением скважин одного продольного профиля и нескольких поперечных. При изометрической форме структуры скважины располагают по классическому кресту с последующим сгущением разведочной сети на неизученных участках площади. Подкозырьковые залежи обычно разведуют системой поперечных профилей или одним диагональным профилем с последующим бурением единичных скважин на участках с неоднозначной информацией. Практически на всех месторождениях Южного Мангышлака разведка проводилась по профильной системе.

Другие системы разбуривания встречаются в практике работ значительно реже. Например, на Воронцовском месторождении после бурения первых продуктивных скважин последующие закладывали во все стороны от известных а затем последовательно бурили одну скважину вдоль предполагаемой оси на расстоянии 1,5—2 км, а другую — в сторону от оси на расстоянии 1 км. Лишь в отдельных случаях бурение велось по кольцевой системе (Туймазинское месторождение).

Следует, однако, сказать, что однозначного мнения о преимуществе профильного разбуривания пластовых залежей по сравнению с другими методами (треугольным и кольцевым) нет. Различные исследователи приводят множество примеров эффективной разведки при той или иной системе размещения скважин.

М.Н. Сосон, З.Г. Борисенко, М.А. Жданов на примере газовых месторождений Ставрополья и Средней Азии сопоставили эффективность двух систем размещения — профильной и треугольной. В результате было установлено, что для разведки крупных газовых залежей размещение скважин по треугольной, равномерно сгущающейся сетке более рентабельно по сравнению с профильным. Для разведки средних по запасам газовых залежей более эффективно профильное расположение скважин. Промышлен-

ная разведка мелких газовых месторождений экономически нецелесообразна. Разведку подобных залежей рекомендуется проводить бурением двух-трех скважин, а подсчет запасов проводить по методу падения давления.

Установлено резкое снижение эффективности профильной системы в случае ухудшения коллекторских свойств в периферийных частях пластовых залежей.

18.3. ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ МАССИВНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Главным признаком, определяющим особенности разведки залежей, объединенных в группу массивных, является морфология скоплений нефти и газа. Массивные залежи в отличие от пластовых характеризуются закономерным изменением эффективной мощности от максимальной в своде до нулевой на контуре, что обусловливает неравномерное распределение запасов по площади. Как показывают расчеты, в сводовых частях массивных залежей концентрируется до 75—80 % от общего объема запасов. Неравномерность их распределения существенно влияет на методику разведки и в особенности на выбор системы размещения разведочных скважин. В связи с этим все залежи, связанные с природными резервуарами, гидродинамически сообщающимися по всему разрезу и имеющими единый ВНК (ГЖК), объединяются в группу однотипных по методике разведки.

По особенностям внутреннего строения все перечисленные виды природных резервуаров можно разделить на четыре типа (рис. 18.13). Так, однородные, условно однородные и неоднородные резервуары с прерывистой неоднородностью, следует относить к массивным. Неоднородные резервуары с непрерывными элементами неоднородности в зависимости от соотношения последних, как показано на рис. 18.13, можно подразделить на многопластовые, массивно-пластовые и сложнопластовые.

Рассмотрим на моделях, как изменяется плотность запасов по профилям, секущим залежь в массивном резервуаре. Первая модель (рис. 18.14) характеризует залежи с четко выраженным сводом и крыльями, аппроксимируемыми на профиле прямой линией. Вторая модель соответствует залежам, форма которых на профиле описывается параболой. К ним относятся структуры с дугообразным замком и увеличивающимися по направлению к периферии складки углами падения крыльев. Третья модель описывает залежи, форма которых на профиле аппроксимируется уравнением четвертой степени. Это близкие к изоклинальным структуры с широким коробчатым сводом и относительно крутыми крыльями.

На указанных моделях, представляющих большинство форм известных массивных залежей, были проведены расчеты характера концентрации объемов залежи в различных частях профиля (зона залежи). Результаты расчетов приведены на рис. 18.14, где показаны геометрическая модель сечения массивной залежи, доля объема залежи, сосредоточенная в сводовой части. Сводовая часть условно выделялась как область, расположенная в интервале между половинами расстояний от оси до внешнего контура.

Результаты расчетов показывают, что для всех рассмотренных моделей

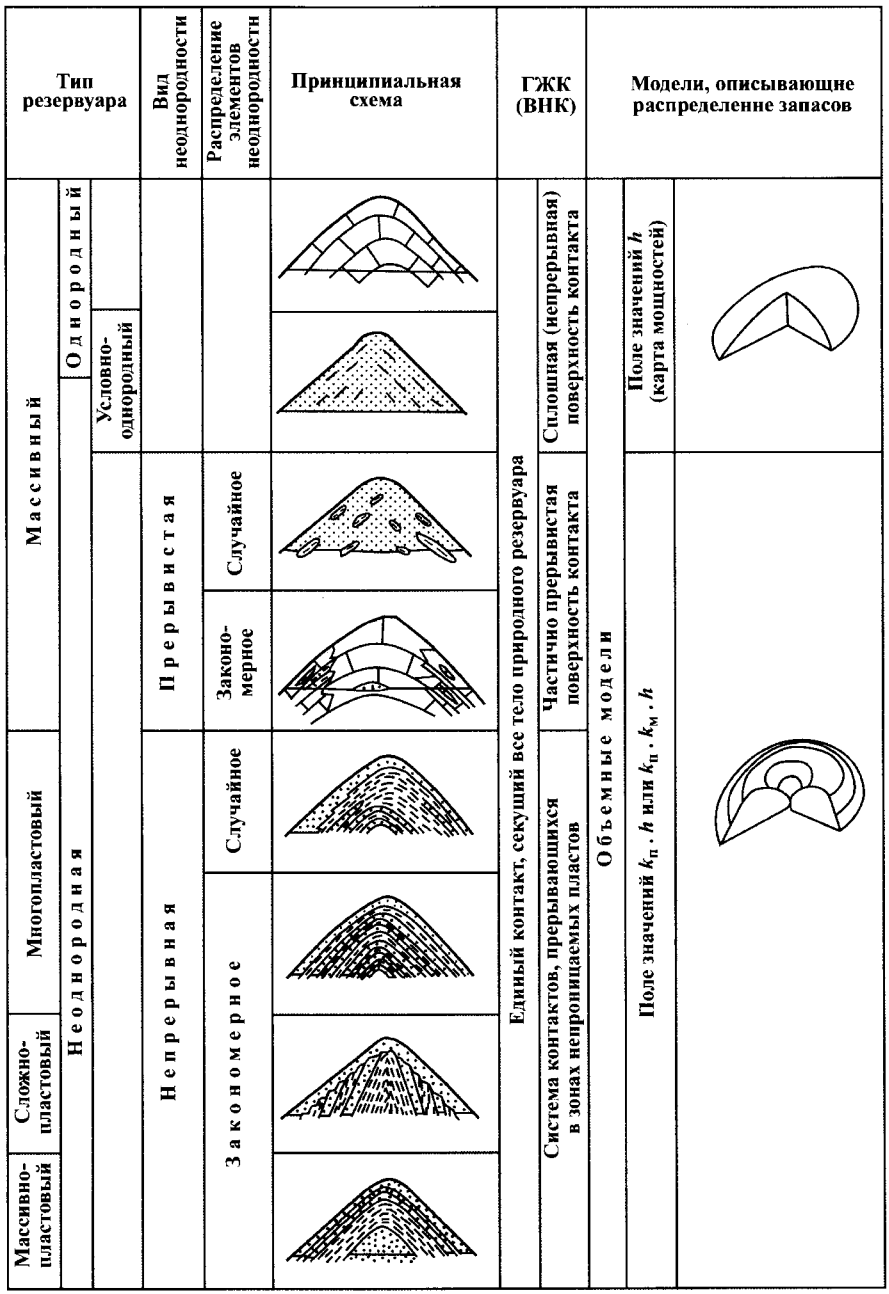


Рис. 18.13. Типы массивных залежей (по Г.А. Габриэлянцу и В.И. Пороскуну)

массивных залежей характерно закономерное повышение плотности запасов в сводовой части. Доли объема запасов в этой части изменяется от 61,5 до 87,5 %.

Для выбора оптимальных точек заложения каждой из скважин на гео-

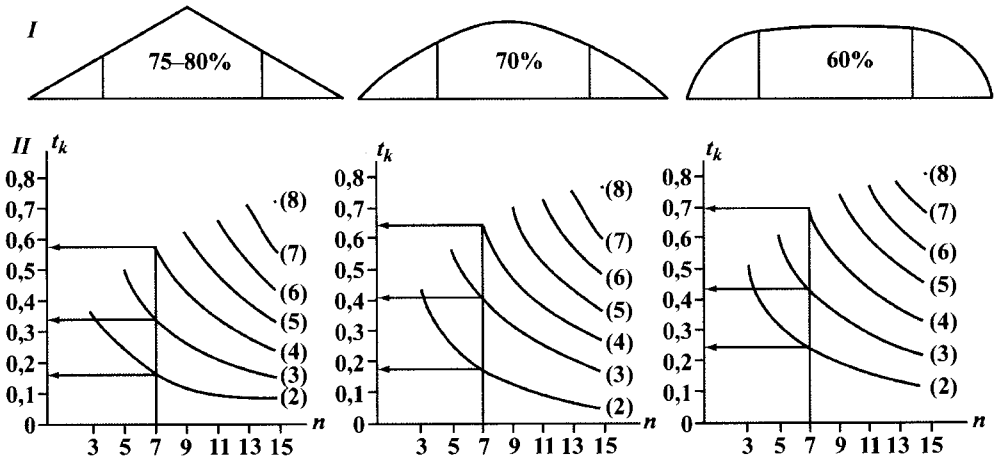


Рис. 18.14. Способ размещения скважин на разведочных профилях путем выделения зон равных объемов и бурения в центрах этих зон:
I – модели массивных залежей; *II* – номограммы для выбора оптимальных точек заложения разведочных скважин; $l_к$ – расстояние от оси складки до точки заложения скважины в долях от *L*, *n* – число скважин на профиле, шифр кривых зависимости местоположения каждой скважины от общего числа скважин на профиле – номер скважины

метрических моделях наиболее часто встречающихся в природе массивных залежей были рассчитаны номограммы (рис. 18.14).

Полученные номограммы рекомендуется использовать при выборе точек заложения разведочных скважин следующим образом. Исходя из имеющихся данных, выбирают вид модели и соответствующие ей номограммы. После определения необходимого числа скважин в целом для разведки и на каждом разведочном профиле с помощью указанных номограмм устанавливают местоположение каждой скважины. Для этого определяют в относительных величинах значения $l_к$ в точках пересечения вертикальной прямой с кривыми зависимостей местоположения каждой скважины.

Приведенные номограммы универсальны, так как выбор точек заложения проектных скважин основывается на особенностях залегания нефти (газа) в массивном резервуаре и не зависит от размеров залежи. Напомним, что полученные координаты границ блоков точек заложения скважин разбивают залежь на фигуры, площади которых, независимо от размеров самой залежи, остаются равными друг другу. Следовательно, данную методику можно использовать для определения положения разведочных скважин на всех массивных залежах.

Из номограмм (см. рис. 18.14) видно, что сетка скважин, равномерная по объему залежи, существенно неравномерна по профилю и по площади.

Основное количество скважин при такой системе их размещения концентрируется в сводовой части залежи, что позволяет, с одной стороны, избежать бурения малоэффективных с точки зрения разведки приконтурных скважин, а с другой — получить для зоны концентрации основных запасов более плотную сеть разведочных скважин.

С увеличением степени концентрации запасов в сводовой части залежи (например, на складках, форма которых аппроксимируется параболой) неравномерность сетки, как видно из соответствующей номограммы, заметно возрастает. Для наиболее часто встречающегося типа массивных за-

лежей, в сводовой части которых сосредоточено около 75—80 % запасов, а крылья складки аппроксимируются прямой линией, сетка скважин особенно неравномерна.

Таким образом, площадная неравномерность сетки разведочных скважин, возникающая при размещении их равномерно по объему залежи, изменяется в зависимости от характера распределения запасов по профилю и площади.

Примером применения при разведке равномерных по объему систем размещения скважин может служить опыт разведки Западно-Крестищенского месторождения.

Западно-Крестищенское месторождение расположено в центральном грабене юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины, в зоне развития соляного тектогенеза. Западно-Крестищенская структура представляет собой брахиантиклиналь, на востоке и западе осложненную соответственно Крестищенским и Белуховским соляными штоками. Складка резко асимметрична в связи с тем, что сравнительно широкий свод располагается в непосредственной близости от Крестищенского штока. От свода шарнир складки полого, под углом 2—3 °С, погружается на запад, в сторону Белуховского соляного штока. Крылья структуры выражены более четко, чем периклинали, крутизна крыльев составляет 12 °С на севере и 10 °С на юге. Размеры складки 10×7 км. Западно-Крестищенское месторождение имеет сравнительно простое геологическое строение. Резко осложнены лишь приштоковые зоны.

Продуктивны здесь верхнепалеозойские отложения, в разрезе которых выделяется около 17 промышленно газонасыщенных пластов. Единый ГВК по всем продуктивным горизонтам позволяет рассматривать это месторождение как массивное в массивно-пластовом резервуаре.

Большое количество продуктивных пластов в разрезе Западно-Крестищенского месторождения, значительный этаж газоносности, литологические, гидродинамические и другие особенности обусловили необходимость выделения четырех разведочно-подсчетных и эксплуатационных объектов, тем не менее разведка осуществлялась единой сеткой скважин. Всего на месторождении пробурены 23 разведочные скважины, 14 из которых переданы в фонд эксплуатационных.

Разведка Западно-Крестищенского месторождения проводилась неравномерной по площади сеткой скважин, в связи с чем общее число их было относительно невелико. Статистические расчеты показали, что средняя плотность разведочной сети на месторождениях, близких по строению Западно-Крестищенскому, составляет около 1,5 км^2/скв. Исходя из этой величины, для разведки Западно-Крестищенского месторождения площадью 56 км потребовалось бы пробурить равномерно по площади месторождения 37 разведочных скважин. Такая система разведки позволила бы с высокой достоверностью изучить подсчетные параметры и подготовить месторождение к разработке. Однако ее нельзя признать эффективной в связи с неравномерным освещением объема. Кроме того, при равномерном размещении скважин по площади многие из них оказались бы в малоинформативной приконтурной зоне и освещали бы незначительную долю объема залежи.

Применение неравномерной по площади и равномерной по объему сеток разведочных скважин позволило дифференцировано подойти к разведке различных по объему участков залежи (рис. 18.15). Так, сводовая часть

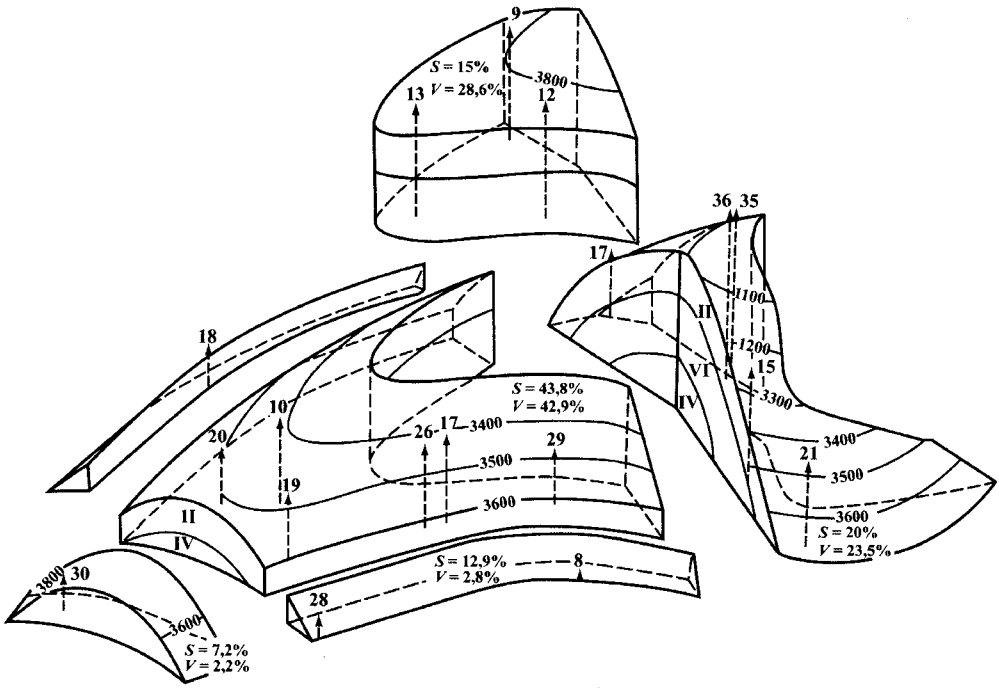


Рис. 18.15. Объемная модель Западно-Крестищенского месторождения:
S – площадь месторождения; *V* – объем запасов

Западно-Крестищенского месторождения (зона А), занимающая примерно 27 % всей площади и содержащая около 55 % всех запасов месторождения, была оценена шестью разведочными скважинами, т.е. плотность сетки на данном участке оказалась равной плотности сетки по расчетно-статистическому варианту. Таким образом, для сводовой части месторождения были получены наиболее достоверные параметры для подсчета запасов и составления проекта разработки.

Вторая зона (зона Б), занимающая 47 % площади и содержащая 36 % запасов, была разведана шестью скважинами вместо 13 по расчетно-статистическому варианту. Приконтурная зона, на долю которой приходится 26 % площади и только 9 % запасов, была оценена пятью скважинами вместо восьми по расчетно-статистическому варианту. Законтурных скважин фактически оказалось четыре — вдвое меньше, чем по расчетно-статистическому варианту. Приштоковые участки месторождения оказались освещенными соответственно расчетно-статистическому варианту.

По результатам приведенных разведочных работ были подсчитаны запасы Западно-Крестищенского месторождения, которые были утверждены в объеме, близком к представленному. Применение более редкой сетки разведочных скважин (92,4 км/скв. вместо 1,5 км/скв.) и сокращение их числа на Западно-Крестищенском месторождении без снижения достоверности подготовленных запасов оказалось возможным только благодаря применению неравномерной по площади и равномерной по объему системы размещения скважин.

18.4. ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Неантиклинальные залежи как объекты проведения разведочных работ, имеют следующую особенность геологического строения. Границей залежи, помимо ВНК (ГВК), является линия литологического замещения (или выклинивания или стратиграфического срезания) пород-коллекторов, которая во многих случаях имеет весьма причудливую конфигурацию и часто не согласуется со структурным планом.

Знание положения границы залежи необходимо для построения объемной модели, проектирования рациональной системы размещения скважин и оценки запасов. Поэтому в процессе проведения разведочных работ необходимо картировать линию литологического замещения (или выклинивания) пород-коллекторов. Для решения этой задачи проводят бурение специальных оконтуривающих разведочных скважин вблизи этой линии.

Анализ строения стратиграфических и литологических залежей нефти и газа показывает, что в зонах литологического замещения и выклинивания не только существенно уменьшается эффективная мощность, но и значительно ухудшаются коллекторские свойства проницаемых пластов. Эти зоны из-за низкодебитности скважин практически не вовлекаются в активную разработку. В связи с этим бурение излишне большого количества скважин для детального оконтуривания зон литологического замещения представляется нецелесообразным и существенно снижает эффективность работ. Например, на Покомасовском месторождении на изучение 3 % объема залежи вблизи зоны выклинивания пошло 48 % поисково-разведочных скважин. По продуктивному горизонту П Трехозерного месторождения на изучение 7 % объема залежи было затрачено 61 % разведочного бурения.

Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа следует изучать, используя разнообразные косвенные методы прогнозирования линии литологического замещения (или выклинивания или стратиграфического срезания).

Проведенные в последние годы исследования изменения свойств терригенных коллекторов непосредственно в самих зонах выклинивания позволили выявить ряд закономерностей строения этих зон. Установлено увеличение количества линз и пропластков терригенно-карбонатных пород и величины приведенного пластового давления вблизи зоны выклинивания (замещения) пород-коллекторов. Изменение мощностей проницаемых пород отражается и в гранулометрии осадков. В зонах полного или частичного замещения пластов отмечаются низкие значения максимальных и медианных диаметров, увеличение содержания глинистой и крупноалевритовой фракций, ухудшение коэффициента отсортированности обломочных пород.

Изучение закономерностей изменения гранулярных коллекторов в зонах литологического выклинивания по материалам месторождений Днепровско-Донецкой впадины, Припятского прогиба, Предкарпатского прогиба, Западной и Восточной Сибири, проведенное О.В. Бескровной, показало, что в сторону выклинивания снижается гранулометрический уровень, увеличивается содержание глинистой фракции, уменьшается песчанистость разреза (от 40 до 20 %), уменьшаются пористость и проницаемость песчаников. Используя указанные закономерности и изменения свойств пород-

коллекторов, можно прогнозировать положения литологического экрана, определять систему размещения разведочных скважин.

Линию литологического замещения можно прогнозировать как линию пересечения карт кровли и подошвы нефтегазонасыщенного комплекса. Этот метод установления линии литологического замещения прост и универсален, его можно использовать на любых этапах поисково-разведочного процесса.

Существенную помощь могут оказать методы сейсморазведки. Зоны выклинивания песчаных тел можно картировать по спектрам отраженных волн с использованием спектрально-корреляционного способа.

Зоны литологического замещения можно определять по данным гидродинамических исследований скважин. Расчеты показывают, что при средних значениях пьезопроводности пласта (5000—6000 см/см) гидродинамические методы позволяют определять положение экрана на расстоянии до 500—700 м от ствола скважины.

Сложное строение неантиклинальных залежей и отсутствие надежных методов картирования неантиклинальных ловушек — объективные причины низкой успешности разведочного бурения. Успешность разведочного бурения бывает столь же низкой, как и на этапе поисковых работ. Решения в процессе разведки неантиклинальных залежей принимаются в условиях значительного дефицита информации об их строении, поэтому процесс управления разведкой залежей подобного типа должен быть гибким. Выбор местоположения каждой последующей скважины и методы их исследований необходимо корректировать каждый раз после получения новых данных.

Неантиклинальные залежи в подавляющем числе (80 %) являются элементами системы многозалежного месторождения и открываются и изучаются попутно в процессе поисков и разведки других залежей данного месторождения.

Целенаправленные работы по изучению неантиклинальных залежей проводились лишь в случае значительной концентрации запасов и отсутствия других типов залежей, большого различия в глубинах залегания от вышележащих сводовых залежей (Усинское, Возейское), полного (Возейского) или частичного (Родинское, Покровское) разобщения в плане.

Распределение запасов по площади неантиклинальных залежей отличается даже более резко выраженной неравномерностью, чем по площади массивной залежи. Наличие отчетливого тренда в изменении плотности запасов по площади предопределяет более высокую эффективность системы размещения скважин, ориентированных на равномерное по отношению к объему залежи размещение скважин, т.е. принцип равномерного освещения объема залежи (любые равные по запасам участки залежи должны быть разведаны одинаковым количеством скважин), предложенный для массивных залежей, может быть использован (возможно, даже с большей эффективностью) и при разведке неантиклинальных залежей.

18.5. РАЗВЕДКА НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Неантиклинальные залежи широко распространены в терригенных отложениях. Литологические, стратиграфические и комбинированные ловушки развиты практически во всех нефтегазоносных регионах. Так для юрского и нижнемелового комплекса Западной Сибири характерны ловушки локального и регионального литолого-фациального замещения и стратиграфического выклинивания; для отложений нижнего и среднего карбона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции — литологические ловушки речного типа, подводных течений и дельтовые, для нижнепермского комплекса Днепрово-Донецкой впадины — ловушки регионального и локального срезания.

По морфологическим признакам, которые определяют методику разведочных работ, залежи нефти и газа, связанные с неантиклинальными ловушками, можно разделить на несколько групп (рис. 18.16). Кольцевые залежи образуются в ловушках, связанных с локальным замещением, выклиниванием или срезанием пластов-коллекторов в своде структурного поднятия (залежи в ловушках с «лысым» сводом). Примером скоплений данного типа могут служить залежи в васюганской свите Веселовского месторождения (Западная Сибирь), в пашийском горизонте Катериновского и Сотниковского месторождений (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция). Для залежей, входящих в данную группу, рациональной, учитывая особенности распределения запасов по площади, будет либо кольцевая система размещения скважин, либо радиально-профильная (скважины размещаются на коротких профилях вкрест линии замещения, выклинивания или срезания пластов-коллекторов).

Козырьковые залежи связаны с ловушками, образующимися в случае, если породы-коллекторы развиты на крыльях или переклиналях локальных поднятий. Залежи подобного типа известны в Урало-Поволжье (Северокамское месторождение), в Тимано-Печоре (Печорогородское месторождение), Западной Сибири (Вэнгапурское месторождение). Разведку залежей данной группы необходимо проводить системой профилей, расположенных вкрест простирания линии замещения (выклинивания) пород-коллекторов.

При литолого-фациальном замещении, стратиграфическом выклинивании или срезании песчаных пластов на моноклинальных склонах ловушки имеют клиновидную форму (клин пород-коллекторов внедряется в непроницаемые породы). Залежи нефти и газа в ловушках данного типа широко известны в Нефтегорско-Хадыженском районе Северо-Западного Кавказа, Западной Сибири, Ферганской впадине и других регионах. Разведку залежей подобного типа предлагается проводить бурением скважин по профилям вкрест простирания линии выклинивания или замещения коллекторов.

Литологические ловушки речного типа, дельтовые, подводных течений имеют шнурковую форму — узкое (шириной до 1 км) песчаное тело протягивается на расстояние до десяти и более километров среди глинистых пород. В поперечном сечении такие песчаные тела имеют плоскую кровлю и выпуклую подошву (в виде «вреза» в подстилающие отложения).

Залежи данного типа выявлены на Северном Кавказе, Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинциях, Западной Сибири. Классический пример залежи в ловушке шнуркового типа — залежь нефти в палео-

Тип залежи	Схема строения		Роль неструктурного фактора	Система разведки
	План	Разрез		
Кольцевая ("лысый свод")			Увеличение роли неструктурного фактора в формировании ловушки	Кольцевая Радиальная
Козырьковая				Профильная, вкрест линии выклинивания и замещения
Клиновидная				Профильная, вкрест линии выклинивания и замещения
Шнурковая				Профильная, вкрест простирания, по методу клина, зигзаг-профильная
Клиноформная				Профильная, вкрест простирания
Линзовидная				Профильная, вкрест простирания
Мозаичная				Профильная, равномерная по площади

Рис. 18.16. Морфологические типы залежей в ловушках фациального замещения и выклинивания и системы их разведки

геновых отложениях Нефтяно-Ширванского месторождения, описанная И.М. Губкиным в 1913 г. Для разведки залежей данного типа рациональными являются: метод клина, профильное (вкрест простирания песчаного тела) и зигзаг-профильное размещение скважин.

Особую группу образуют залежи, приуроченные к крупным формам — толщам песчаноглинистых пород, формирующимся на границе между шельфовой и депрессионно-склоновой областями бассейна осадконакопления. В пределах шельфа пласты имеют субгоризонтальное залегание, а в депрессионно-склоновой области характеризуются преимущественно мегакосослоистым залеганием. Примером залежей подобного типа могут служить залежи пластов АС10—АС12 Приобского месторождения. Гигантские скопления нефти в указанных пластах ограничены на западе (в депрессионной зоне) замещением коллекторов глинами, на востоке (в шельфовой зоне) — выклиниванием или срезанием пластов-коллекторов. Разведку залежей этого типа следует проводить системой профилей вкрест простирания песчаного тела.

Достаточно обширную группу составляют залежи нефти и газа, связанные с отдельными линзами. Они развиты в отложениях различного возраста, имеют различную конфигурацию и, как правило, небольшие размеры. Встречаются залежи как в одиночных линзах песчаников, так и в группе линз. Относительно крупные линзообразные песчаные тела необходимо разведывать системой профилей вкрест простирания песчаного тела, а в случае, если песчаное тело изометрично в плане — системой радиальных профилей.

Группу мелких песчаных линз следует разведывать как единый объект. Скважины необходимо размещать по профилям (вкрест простирания группы песчаных линз) или равномерно по площади (если отсутствуют закономерности в размещении песчаных тел).

18.6. РАЗВЕДКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В РИФОВЫХ ЛОВУШКАХ

Наиболее распространенным типом залежей нефти и газа в карбонатных отложениях являются залежи в рифовых ловушках.

Анализ опыта разведки месторождений нефти и газа данного типа показывает, что разведочные работы не укладываются в рамки стандартных методик.

Применительно к задачам разведки была проведена классификация залежей, связанных с рифовыми ловушками (рис. 18.17).

По условиям ведения разведочных работ все морфологические типы рифовых ловушек можно объединить в три группы: 1) конусовидные и подковообразные; 2) плосковершинные; 3) асимметричные.

В первую группу объединяются наиболее простые и достаточно распространенные конусовидные, округлые в плане рифы, как правило, небольшого размера. Такие рифы известны в Предуралье (Грачевский), Урало-Поволжье (Бастрыкский), Канаде (J, E, M Рейнбоу, B и D Южного Рейнбоу) и др. Кроме того, к этой группе отнесены островершинные рифы, также имеющие треугольное поперечное сечение; однако их конфигурация в плане более сложная. Это — удлиненные гряды либо прямолинейные, либо чаще изогнутые — серповидные, подковообразные. Примером могут служить рифы Ю. Рейнбоу в Канаде, Любимовский в Саратовском Повол-

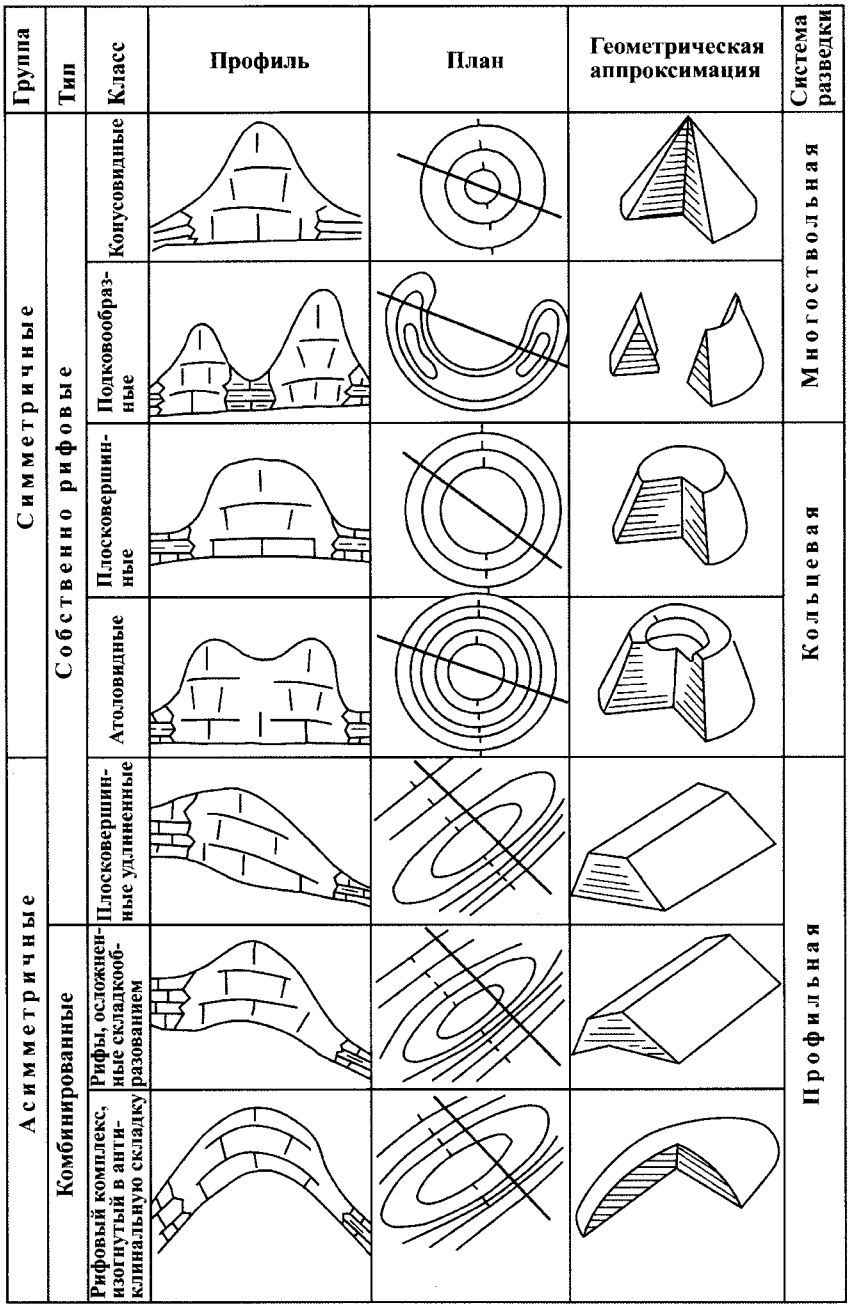


Рис. 18.17. Строение основных типов рифовых ловушек и их геометрическая аппроксимация (по Г.А. Габриэлянцу, В.Г. Кузнецову, М.Б. Павлову, В.И. Пороскуну)

жье и др. Особенностью рифов данной группы является то, что наилучшими коллекторскими свойствами обычно обладают центральные части массивов.

Во вторую группу входят рифы округлые, изометричные или слегка удлиненные в плане с крутыми склонами и относительно плоской вершиной. Такие рифы широко распространены в девонских отложениях Канады: риф А Южного Рейнбоу, Суон-Хилс, Джуди-Крик и др. Атолловидные рифы обычно изометричны в плане и имеют четко выраженные периферические гребни. Такие формы установлены в Волго-Уральской провинции (Батырбайский и Боруниковский массивы), в Канаде (Редоутер, рифы В, J, К Рейнбоу) и в других районах. В плосковершинных и особенно в атолловидных рифах зоны улучшенных коллекторских свойств смещаются на периферию; центральные части массивов обычно не содержат коллекторов.

К третьей группе относятся резко асимметричные в поперечном сечении рифы, переходящие, с одной стороны, в глубоководные отложения, а с другой — в мелководно-морские, лагунные и континентальные. Такие рифы развиты в зонах значительного перепада глубин, обычно вытянуты и имеют уплощенную вершину. Высота ловушки нередко определяется не только структурной амплитудой рифа, но и наличием литологического экрана плотных зарифовых (лагунных) отложений. Примеров таких рифов и связанных с ними месторождений довольно много — Лобановский, Веслянский и другие рифы Урало-Поволжья, рифы Эбо, Кэпитен и Хорсшу Пермского бассейна США и т.д. В эту группу вошли также залежи в асимметричных рифах, в которых под действием тектонических движений частично или полностью имелась первичная чисто рифовая форма ловушки (Уратабулак в Западном Узбекистане, Киркук в Иране). Зоны улучшенных коллекторов в рассматриваемых рифах смещены на периферию в область биогермного гребня и предрифового обломочного шлейфа.

В залежах, приуроченных к рифам первой группы, основные запасы сосредоточены в центральной части, что обусловлено не только морфологией (на осевую часть приходится 75 % всего объема залежи), но и концентрацией коллекторов вблизи ее оси. Другой особенностью, по существу определяющей методику ведения разведочных работ, являются небольшие размеры залежей, входящих в данную группу. Применение какой-либо сетки скважин в данном случае экономически нецелесообразно. Оптимальный метод разведки рифовых залежей заключается в следующем: после бурения и опробования первой скважины в случае необходимости заложения новых скважин для дальнейшей разведки площади проводится бурение двух-трех дополнительных стволов с отклонением от основного на 400—500 м. Одна многоствольная скважина может освещать 1 км площади. Для залежей, связанных с подковообразными ловушками, очевидно, разведку необходимо проводить путем бурения ряда многоствольных скважин, заложенных по гребню ловушки.

Для залежей в рифах второй группы основной объем запасов сосредоточен по периферии изометрической ловушки. Это вызвано тем, что основная доля коллекторов приходится на периферийные части рифового массива, поэтому рациональной в данном случае будет кольцевая система.

Для залежей в рифах третьей группы существенное влияние на распределение запасов оказывает соотношение рифа с зарифовыми и предрифовыми фациями. Исходя из того, что данные залежи обычно линейно вытянуты в одном направлении, разведку следует вести системой профилей, секущих тело по линии максимального изменения фаций.

Большинство залежей, связанных с рифогенными образованиями, по своей морфологии относятся к типу массивных, при проектировании сис-

темы разведки точки заложения скважины следует выбирать так, чтобы они равномерно освещали эффективный объем резервуара (в соответствии с принципом «на равные объемы запасов — равное количество скважин»).

18.7. ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Фазовое состояние скоплений углеводородов имеет большое значение при выборе методики разведочных работ. Некоторые свойства газа и особенности разработки его залежей позволяют применять при разведке методы, существенно отличающиеся от методов разведки нефтяных месторождений. Основные положения методики разведки газовых месторождений состоят в следующем (В.П. Савченко, 1977):

1. Газ извлекается из залежи при ее эксплуатации почти полностью без применения законтурного или внутриконтурного заводнения. В результате отпадает необходимость детальной разведки приконтурной зоны газовой залежи для выяснения мест заложения нагнетательных скважин и их количества, в то время как для нефтяных залежей такую разведку в большинстве случаев необходимо проводить.

2. Из отдаленных участков залежи нефть отобрать практически невозможно, газ же подходит к эксплуатационным скважинам с этих же участков с относительно небольшой потерей давления. Это позволяет закладывать эксплуатационные газовые скважины вдали от контура газовой залежи в наиболее благоприятных условиях, преимущественно в самых высоких ее частях. В связи с этим нет необходимости проводить детальную площадную разведку газовой залежи, особенно приконтурной ее части, чтобы выяснить условия заложения эксплуатационных газовых скважин. Для нефтяных залежей такая разведка необходима.

3. Рабочий дебит газовых скважин при прочих равных условиях непременно больше рабочего дебита нефтяных скважин. Это, а также дренаж газа эксплуатационными скважинами с более отдаленных участков позволяет разрабатывать газовую залежь несравненно меньшим количеством эксплуатационных скважин. Весьма существенно то обстоятельство, что если по окончанию разведки нефтяной залежи всегда необходимо бурение эксплуатационных скважин, то по окончанию разведки газовой залежи для ее разработки очень часто хватает разведочных скважин, давших газ. А в некоторых случаях, как показывает практика разведки мелких и средних газовых месторождений, количество этих скважин даже больше того, которое нужно для эксплуатации. Поэтому один из принципов разведки газовых залежей состоит в том, что количество разведочных скважин, которые могут дать газ, не должно превышать количества скважин, необходимых для разработки этой залежи.

4. Законтурная вода в большей части месторождений не успевает восстанавливать давление газа в процессе его отбора из залежи, причем в первой стадии разработки залежи продвижение воды в ней практически ничтожно. Это дает возможность достаточно достоверно оценить запасы по данным относительно кратковременной опытной эксплуатации с использованием падения давления. Такая возможность позволяет резко со-

кратить объемы работ по промышленной разведке газовых залежей для подсчета запасов, что, однако, совершенно не применимо к нефтяным залежам.

Оптимальная последовательность изучения газонефтяных залежей приведена на рис. 18.18. Для выбора рациональной стратегии освоения месторождения и оптимальной системы размещения скважин необходимо уже на первых этапах разведочных работ определить тип открытой залежи. В пластовых залежах для установления наличия нефтяной оторочки и оценки ее значимости в связи с тем, что первые поисковые скважины, бурящиеся в своде, как правило, не вскрывают ее, требуется специальное разведочное бурение в приконтурной зоне. В случае отсутствия или непромышленного значения нефтяной оторочки большой объем бурения в приконтурной зоне снижает эффективность разведочных работ.

Сокращения затрат на поиски и разведку нефтяных оторочек можно добиться применением методов прогнозирования нефтяных оторочек по косвенным данным. В настоящее время разработан ряд методов, позволяющих прогнозировать наличие нефтяной оторочки на основе анализа особенностей химического состава газа. Так, одним из признаков наличия нефтяной оторочки может быть близость давления начала конденсации ($p_{нк}$) к пластовому, т.е. предельное насыщение газа пентаном и высококипящими углеводородами. Данный критерий является необходимым, но недостаточным и применим при условии равновесия между жидкой и газообразной фазами. Весьма часто, однако, нефтяные оторочки наблюдаются при нарушенном равновесии, т.е. при значительном недонасыщении газовой фазы. В то же время нефтяная оторочка может отсутствовать и при

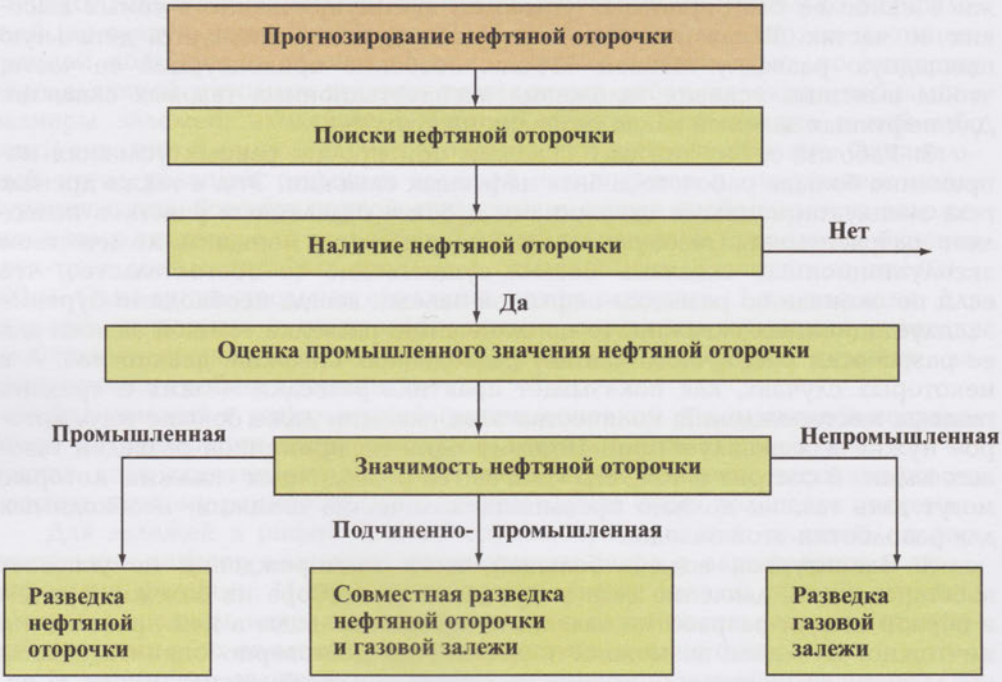


Рис. 18.18. Операционная модель разведки нефтяных оторочек газовых залежей

перенасыщении газовой фазы. Согласно исследованиям В.П. Савченко, признаками нефтяной оторочки могут служить:

1) содержание $C_{5+высш.}$ более 1,75 % или выход стабильного конденсата более 80 $см^3/м^3$;

2) преобладание в составе стабильного конденсата газовой залежи нафтеновых углеводородов;

3) увеличение выхода стабильного конденсата к контуру газоконденсатной залежи.

При решении вопроса о возможном наличии под конденсатной залежью нефтяной оторочки необходимо учитывать и результаты разведочных работ на месторождениях, прилегающих к разведываемому.

На присутствие нефтяной оторочки в газоконденсатной залежи указывает отношение содержаний изобутана к нормальному бутану меньше 0,8.

Изучение состава газа газовых залежей с нефтяными оторочками методом главных компонент позволило установить, что по минимальной информации — составу пластового газа и значениям начального пластового давления — можно достаточно надежно прогнозировать тип углеводородного скопления.

В случае, если под газовой залежью возможно обнаружение нефтяной оторочки, первостепенной задачей разведки становится установление типа залежи (чисто газовая или газонефтяная).

Разведочные работы с целью обнаружения нефтяной оторочки при этом следует проводить в той части залежи, в которую ожидается смещение нефтяной оторочки (в направлении регионального движения вод). Если нефтяной оторочки в этой части нет, то можно считать доказанным, что ее нет и на других в разведываемой залежи, т.е. залежь чисто газовая. Если по данным гидрогеологических исследований установлено отсутствие движения пластовых вод в рассматриваемой части разреза, то разведочные скважины на нефтяную оторочку целесообразно закладывать на пологом крыле складки, где ожидаемая ширина нефтяной оторочки максимальна.

При наличии нефтяной оторочки в первую очередь следует решить вопрос о промышленном ее значении и уточнить ее геологическое строение. В зависимости от этого устанавливают сроки ввода в разработку газоконденсатных частей залежей и темпы добычи газа и конденсата. Методы оценки промышленной значимости нефтяной оторочки подробно рассмотрены в работах В.П. Савченко, М.Я. Зыкина и др.

При установлении самостоятельного промышленного значения нефтяной оторочки разведку газовой залежи следует прекратить, а нефтяную оторочку разведывать как нефтяную залежь. При непромышленном значении нефтяной оторочки следует осуществлять разведку и подготовку к разработке только газовой залежи в соответствии с принципами рациональной разведки газовых залежей.

При выявлении нефтяных оторочек подчиненного промышленного значения необходимо разведывать совместно и газовую залежь, и нефтяную оторочку. Детальность разведки нефтяной оторочки в этом случае определяется количеством нефти, которое может быть извлечено при одновременной разработке газовой части залежи.

Разведку нефтяных оторочек следует вести короткошаговым профилем из двух-трех разведочных скважин. Для надежного определения высотного положения контактов, допустимого безводного и безгазового дебита, выдержанности глинистых экранов в кровле и подошве нефтяного пласта,

размеров высокопродуктивных участков профили скважин надо закладывать поперек выявленных оторочек.

При разведке газовых залежей с нефтяными оторочками равномерное площадное размещение скважин (особенно вдоль контура нефтегазоносности) приводит к существенному затягиванию сроков разведки как газоконденсатных частей залежей, так и нефтяных оторочек и снижает ее эффективность. Например, нефтяные оторочки неокомских залежей Уренгойского, Заполярного, Песцового и других месторождений имеют высоту до 25 м и в плане достигают ширины 2—5 км. Причем на Уренгойском месторождении они развиты на отдельных участках залежей, и применяемая площадная система разведки не обеспечивает вскрытия нефтяных частей залежей в оптимальных условиях, хотя и предусматривает бурение большого числа скважин. При этом несмотря на более плотную сетку скважин периферийные участки оказываются разведанными менее детально.

Анализ разведочных работ показывает, что основные погрешности разведки и подсчета запасов двухфазных залежей связаны с неточным определением межфазовых контактов. По данным В.П. Савченко, погрешность определения положения контактов в несколько метров может привести к искажению истинной оценки значимости нефтяной оторочки в несколько раз. Особенно часто это наблюдается в карбонатных отложениях, где по результатам испытания скважин в колонне маломощные нефтяные оторочки систематически пропускаются или занижаются по высоте и запасам. Так, высота нефтяной оторочки основной газоконденсатной залежи Оренбургского месторождения на ряде участков была занижена более чем вдвое, а в центральной части месторождения до проведения специальных исследований в скважинах оторочка не обнаружена. Только результаты специальных геофизических исследований позволили установить, что высота оторочки на всей площади месторождения примерно одинакова и мощность ее составляет несколько десятков метров.

Решающее значение при разведке газонефтяных залежей имеет качественное опробование пласта.

Опробование при разведке нефтяных оторочек следует проводить небольшими интервалами (3—5 м), поскольку большие интервалы испытания (например, до 12 м в скв. 39 Заполярного месторождения) не позволяют однозначно судить о положении ГНК и ВНК. Для контроля результатов испытаний в зоне контакта необходимо проводить геофизические исследования. Положение ГНК следует контролировать результатами повторного нейтронного каротажа в длительно простаивающих обсаженных скважинах, а положение ВНК целесообразно определять по данным исследования скважин, пробуренных на растворах с нефтяной основой. Положение контактов двухфазных залежей, определенных только по данным испытаний без проведения геофизических исследований, как предлагают Я.Н. Басин и др., следует считать недостоверным, независимо от объема выполненных испытаний. Достоверность определения контактов значительно повышается при применении опробователей пластов на кабеле.

В 50-х годах XX века В.П. Савченко была разработана и в дальнейшем усовершенствована методика определения высотного положения газоводяных, водонефтяных и газонефтяных контактов открытых месторождений и залежей по результатам гидрогеологических и гидродинамических исследований в первых пробуренных скважинах.

Согласно данной методике кроме скважин в сводовых частях структур, где ожидаются или открыты газовые и нефтегазовые залежи, на каждом крыле структуры должно быть заложено по скважине, вскрывающей весь разрез отложений в водонасыщенной части. В этих законтурных скважинах изучают воды всех перспективных горизонтов, величины напоров, характер и направление их изменения. В скважинах, вскрывших газовые залежи (нефтяные оторочки), определяют истинное пластовое давление газа (нефти) по возможности в каждой залежи. По полученным данным рассчитывают высотное положение ГВК, ГНК и ВНК.

В районах или стратиграфических комплексах с незначительными изменениями напоров пластовых вод с целью обнаружения нефтяных оторочек, окаймляющих газовые залежи или полностью подстилающих их, одну-две скважины закладывают между внутренним и внешним расчетными контурами газоносности. При значительных изменениях пьезометрических напоров пластовых вод нефтяная оторочка может быть смещена на одно из крыльев. В этом случае скважину закладывают на участке наиболее низкого напора пластовых вод продуктивного горизонта. Непосредственный контакт газа с водой в скважине, пробуренной на этом участке, указывает вообще на отсутствие нефтяной оторочки в пределах данной залежи.

Методика В.П. Савченко позволяет небольшим числом скважин решать вопросы о наличии и размерах подгазовых нефтяных залежей, высотных положениях ГВК, ГНК и ВНК в разных залежах многопластовых месторождений, предварительно оценивать их запасы. Она неприменима в условиях нарушения начального равновесия в пласте в результате разработки разведываемой (или соседней продуктивной) залежи или длительного аварийного фонтанирования скважин газом, нефтью или водой. Впервые данная методика использована в Куйбышевской, Волгоградской, Бухарской областях и Ставропольском крае. В настоящее время она является ведущей при поисках и разведке газовых и нефтегазовых залежей.

18.8. РАЗВЕДКА МЕЛКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ (ДО 1 МЛН Т) И ГАЗА (ДО 3 МЛРД М^3)

Для однопластовых и мелкоразмерных месторождений с запасами менее 0,5 млн т нефти и 1,5 млрд м^3 газа, а также многопластовых месторождений с суммарными запасами около 1 млн т нефти и 3 млрд м^3 газа, при оценке не менее 50 % запасов по категориям C_1 на поисковом этапе, если имеется необходимая материальная база, задачи стадии подготовки месторождения решаются в процессе опытно-промышленной (пробной) эксплуатации.

Разведочные скважины на данном этапе размещаются на профилях (диагональных, продольных), включающих поисковую скважину, на расстояниях, не превышающих половину ширины (длины) залежи или двойного расстояния будущей сетки эксплуатационных скважин. При размещении скважин учитываются приемы «шага поискового бурения», «удельной высоты залежей», «критического направления» и др.

Основным методическим принципом при проведении разведочного бурения должно быть заложение скважин в экстремальных точках, т.е. на

Таблица 18.4

Дифференциация мелких месторождений нефти по размерам с рекомендуемыми объемами поисково-разведочного бурения

Извлекаемые запасы, млн т	Балансовые запасы, млн т	Площадь, км^2	Число поисковых и разведочных скважин
Терригенные коллекторы			
Менее 0,1	Менее 0,4	До 2,2	1
0,1–0,3	0,4–1,1	2,2–3,5	1–2
0,3–1,0	1,1–2,2	3,5–5,5	2–4
Карбонатные коллекторы			
Менее 0,1	Менее 0,6	До 2,5	1
0,1–0,3	0,6–1,4	2,5–4,5	1–2
0,3–1,0	1,4–4,5	4,5–8,0	2–4

участках, обеспечивающих получение максимальной геологической информации о залежи.

Применительно к наиболее часто встречающимся типам поднятий (брахиантиклинали и антиклинали, однокупольные поднятия изометрической формы, малоамплитудные поднятия с неясными элементами залегания на региональных моноклинальных склонах) рекомендуются следующие системы размещения скважин (табл. 18.4, рис. 18.19, в качестве примера использованы месторождения Волго-Урала).

Первая группа (извлекаемые запасы менее 0,1 млн т). Рекомендуется бурение одной (поисковой) скважины независимо от типа поднятий. Глав-

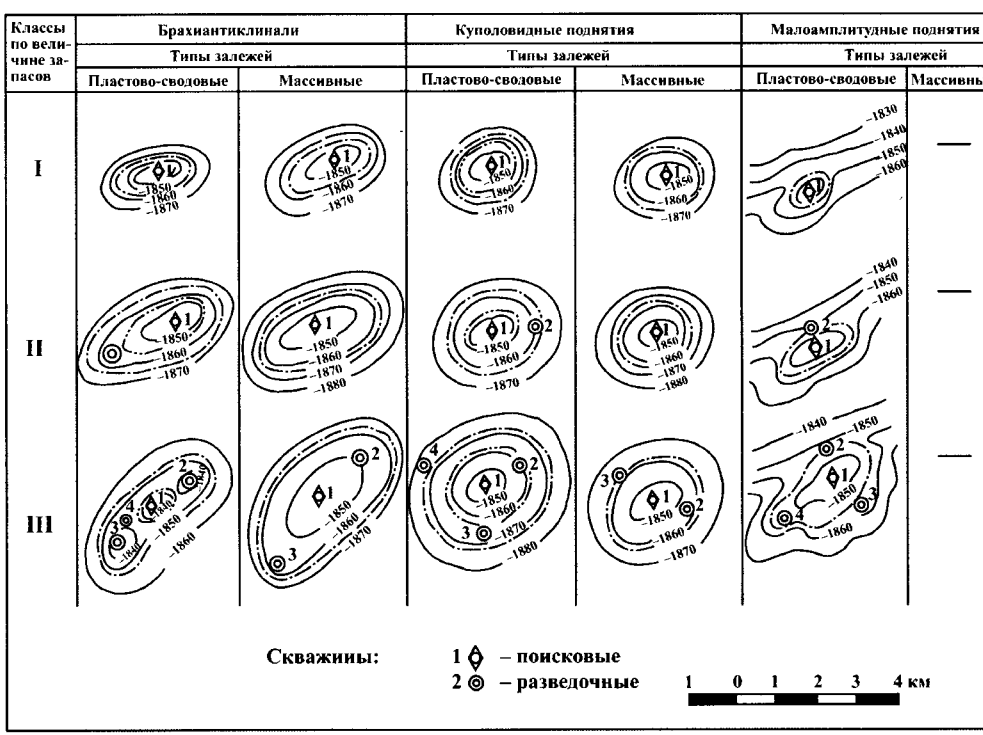


Рис. 18.19. Системы размещения скважин на структурах различного типа:
Скважины: *1* – поисковые; *2* – разведочные

ной задачей является заложение скважины в наиболее оптимальных условиях. Скважина должна размещаться на трассах сейсмических профилей в точке наивысшего перегиба опорных сейсмических горизонтов. Это позволит исключить сомнения в оптимальности заложения скважины при её непродуктивности, а также осуществить последующую переинтерпретацию сейсмических данных с учетом проведенных в скважине исследований.

Вторая группа (извлекаемые запасы 0,1 – 0,3 млн т). Залежи этой группы имеют относительно небольшие размеры. Для куполовидных и брахиантаклинальных поднятий тектонического и седиментационного генезиса, при отношении осей складок не более 1:3, предпочтение следует отдавать заложению разведочных скважин по продольному профилю в створе с поисковой скважиной. Системы разбуривания по поперечному профилю являются менее эффективными, особенно при большом градиенте погружения крыльев и для поднятий с низким коэффициентом заполнения ловушки. Заложение скважин по продольному профилю позволяет при условии качественной подготовки применять увеличенные расстояния между скважинами без риска их попадания за контур залежи. Разведочная скважина должна размещаться на более пологой периклинали с целью вскрытия ВНК и обеспечения максимального прироста запасов.

На изометрических структурах разведочная скважина закладывается с учетом возможности смещения залежей в нижележащих отложениях. Отход от поисковой скважины определяется величиной возможного смещения структурных планов, но при этом скважина не должна выйти за контур базисной залежи.

Для однокупольных поднятий изометрической формы целесообразна трехлучевая система расположения скважин по радиальным профилям с центром в скважине-открывательнице. Разведочные скважины располагаются на трех лучах, направленных от свода структуры под углом в 120°. Первую разведочную скважину желательно располагать на небольшом расстоянии от скважины-открывательницы (не более 500 м) на границе запасов категории C_1. Данные этих двух скважин в случае оптимальности заложения поисковой скважины дадут необходимую информацию о строении структуры, которую необходимо использовать для заложения последующих разведочных скважин. Кроме того, появляется возможность открытия разведочной скважиной небольших литологических и структурно-литологических залежей на склонах структуры. Последующие разведочные скважины бурятся по методу «шага поискового бурения». Точками заложения скважин являются пересечения поверхности условного ВНК с кровлей пласта.

Для успешного проведения разведки залежи по этому методу требуются достоверные данные о крутизне наклона крыльев структуры, к которой приурочена залежь. Для хорошо изученных районов целесообразно провести статистический анализ элементов залегания типичных структур, в том числе углов падения крыльев и периклиналей по различным горизонтам осадочного чехла. Эти обобщенные данные необходимо использовать для корректирования сейсмоосновы и определения точек заложения разведочных скважин. Бурение скважин может быть осуществлено наклонно направленным способом с устья поисковой. В случае разведки без вскрытия ВНК на залежи выделяется некоторое количество запасов категории C_2, ограниченные границей запасов C_1 и предполагаемым контуром нефтеносности. Эти запасы следует рассматривать как резерв для прироста

запасов промышленных категорий в процессе эксплуатационного разбуривания.

Для малоамплитудных структур, приуроченных к региональным склонам, применяется метод критического направления. Как правило, залежи этих структур являются водоплавающими, в связи с чем ВНК обычно устанавливается первыми скважинами. Бурение дополнительных скважин на периклинальных погружениях структуры может вызваться необходимостью детализации строения залежи в связи с неясной морфологией продуктивного пласта.

Все рекомендации по выбору систем размещения разведочных скважин, рассмотренные выше, относятся в основном к пластово-сводовым залежам. Для массивных залежей в силу их специфичности требуется примерно на одну скважину меньше. Для массивных залежей контур нефтеносности определяется пересечением плоскости ВНК с кровлей продуктивного пласта. При надежной структурной основе, в принципе, оконтуривание массивных залежей может быть приведено по данным скважины-открывательницы. Сводовая скважина позволяет установить границы залежи, а для небольших залежей оценить запасы. Для массивных залежей III класса бурение 1 – 2 разведочных скважин оправдывается необходимостью иметь представление о продуктивности залежи на разных гипсометрических отметках и в разных частях залежи, так как массивные залежи часто характеризуются резкой неоднородностью коллекторских свойств.

Количество скважин для разведки многозалежных месторождений зависит от количества и разницы в глубинах залегания этажей разведки или совпадения структурных планов нефтенасыщенных пластов. Для месторождений с базисными залежами в верхней или средней частях разреза рекомендуется применять единую сетку скважин, но с уменьшением количества скважин на нижние залежи — в соответствии с их размерами и запасами. Для месторождений с приблизительно одинаковыми по размерам залежами оптимальной является единая сетка скважин, бурящихся до нижних залежей и позволяющих оценить запасы по всему разрезу. В случае резкой разницы в запасах для открытия и разведки залежей, находящихся ниже базисной, осуществляется прогнозирование их размеров по данным сейсморазведки с учетом карт схождения, а вскрытие проводится углубленными эксплуатационными скважинами. Залежи, находящиеся выше базисной, выявляются по данным ГИС и разведываются попутно скважинами, бурящимися на базисные горизонты.

Ограничение количества разведочных скважин обусловливает жесткие требования к проведению разведки. Для этого необходимо комплексное использование современных методов прогнозирования границ залежей, их геологических особенностей и сложности строения. Возможно использование следующих геолого-геофизических методов раннего оконтуривания залежей: метод условного контура, аналитические методы, а также методы скважинной электроразведки и сейсморазведки, детализационная сейсморазведка, структурное бурение. Необходимо в каждом конкретном районе выявить закономерности в условиях залегания залежей УВ с целью определения их размеров на ранних стадиях изучения. Такими закономерностями могут стать: изменение коэффициента заполнения ловушек на территории в целом или по различным нефтегазоносным комплексам; связи между глубиной залегания свода ловушки и положением ВНК, между высотой залежи и толщиной покрышки и т.д.

Из-за различия физических свойств нефти и газа, практически ничтожной вязкости газа по сравнению с вязкостью нефти, разведка газовых месторождений осуществляется по более упрощенной методике.

Рациональная последовательность разведочных работ на мелких чисто газовых месторождениях в обустроенном районе после получения первого промышленного притока газа в поисковой скважине следующая:

— ввод залежи (поисковой скважины) в пробную или опытно-промышленную эксплуатацию;

— подсчет запасов газа по методу падения пластового давления в залежи и получение исходных данных для проектирования разработки;

— анализ данных ОПЭ и сейсморазведки с целью решения вопросов о необходимости доразведки залежи разведочным бурением.

В этом перечне работ по подготовке чисто газовых залежей к разработке этап разведки как таковой опускается, поскольку поисковая скважина переводится в эксплуатацию, а задачи разведки решаются ОПЭ в комплексе с данными сейсморазведки.

В процессе работ выполняются следующие мероприятия:

Опробование всех верхних перспективных горизонтов в поисковой скважине после получения первого промышленного притока газа приостанавливается до завершения ОПЭ или даже разработки нижней залежи. Если по данным, полученным на начальной стадии ОПЭ, доказано, что для подсчета запасов по методу падения давления требуется значительный срок, соизмеримый с бурением новой скважины, решается вопрос о целесообразности опробования верхней части разреза специальной разведочной скважиной — дублером поисковой скважины.

В процессе проведения опытно-промышленной эксплуатации скважин проводится детальный анализ динамики пластовых давлений и объемов отбора газа. Срок ОПЭ зависит от возможных запасов газа вскрытой залежи и должен обеспечить надежный подсчет запасов по методу падения давления. Наиболее уверенный подсчет запасов по МПД может быть достигнут при снижении начального пластового давления не менее чем на 1,0—1,5 МПа.

На основании полученных величин запасов газа, эффективной толщины продуктивного горизонта, вскрытого поисковой скважиной, ориентировочных величин остальных подсчетных параметров и результатов переинтерпретации сейсморазведки оценивается площадь газоносности. После этого решается вопрос о целесообразности доразведки залежи дополнительными разведочными скважинами, которые при получении промышленных притоков газа могли бы стать эксплуатационными, а при получении притока пластовой воды — пьезометрическими. Разведочные (а при необходимости и опережающие эксплуатационные) скважины рекомендуется закладывать на расстоянии, не превышающем двух радиусов интенсивного дренирования (до 1000—1200 м). Каждая последующая разведочная скважина должна закладываться с учетом новых эксплуатационных и результатов предыдущих разведочных скважин.

18.9. ДОРАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

Доразведка месторождения — это изучение и уточнение геологического строения залежей месторождения, введенного в эксплуатацию, в основном по результатам бурения опережающих эксплуатационных скважин и в меньшей мере — дополнительных разведочных скважин. Главная задача доразведки — получение информации для уточнения показателей разработки эксплуатационных залежей или подготовки к разработке залежей или частей залежей, ввод в разработку которых планируется во вторую очередь.

Методика проведения работ на стадии доразведки определяется особенностями геологического строения и особенностями ввода в эксплуатацию изучаемого месторождения. Для изучения участков залежей, не освещенных бурением или в случае выявления новых залежей (литологически и тектонически экранированных) применяется разведочное бурение с детальной сейсморазведкой. Скважины размещают по профилям или по равномерной сетке в зависимости от закономерностей строения пласта-коллектора.

Доизучение введенных в эксплуатацию крупных залежей нефти и газа проводится в процессе эксплуатационного разбуривания. Для уточнения параметров, необходимых при составлении проекта опытно-промышленной эксплуатации для газовых месторождений или технологической схемы для нефтяных месторождений, проводят разбуривание отдельных участков залежи по сетке, близкой к плотности будущей плотности эксплуатационной сети, и организуют на этом участке опытно-промышленную эксплуатацию и различного рода промысловые эксперименты. Такой метод доразведки является наиболее эффективным при вводе в эксплуатацию сложно построенных залежей нефти и газа. Например, на многих газоконденсатных залежах с нефтяными оторочками на северо-западе Западной Сибири для изучения нефтяных оторочек используется такой метод доразведки. Поскольку коллекторы, к которым приурочены нефтяные оторочки, характеризуются значительной изменчивостью и невысокой проницаемостью, данные о неоднородности резервуара, получаемые по редкой сетке разведочных скважин, и начальные дебиты скважин, определяемые по результатам опробования, не являются в достаточной степени представительными для проведения технологических расчетов. Разбуривание отдельных участков нефтяных оторочек эксплуатационной сеткой скважин не дает принципиально новых данных для уточнения размеров залежи и величины запасов, однако оно позволяет уточнить фильтрационные характеристики коллекторов и характер изменения дебитов и пластового давления в процессе эксплуатации.

На многопластовых месторождениях, введенных в разработку по базисному горизонту, для выявления и доизучения залежей, расположенных в верхних частях разреза используют в основном данные по уже пробуренному фонду эксплуатационных скважин. Обычно для этого проводят комплексный анализ и переинтерпретацию всех геологических и геофизических материалов. По результатам проведенных исследований выделяют на площади участки с благоприятными структурными условиями, а в скважинах — перспективные для опробования интервалы. В эксплуатационных

скважинах, бурящихся на базисный горизонт, в пределах выделенных участков производят отбор керна, специальные геофизические исследования и опробование и исследование перспективных горизонтов. По результатам этих исследований можно проводить геолого-экономическую оценку залежей в вышележащих горизонтах и принимать решение о бурении специальных оценочных или разведочных скважин в наиболее перспективных участках.

Доразведку недоизученных залежей, залегающих ниже базисного эксплуатационного горизонта (на 200—300 м), можно проводить эксплуатационными скважинами, бурящимися на верхние горизонты, увеличив их проектную глубину. После изучения неосвещенной бурением нижней части разреза и получения необходимой информации о нефтегазоносности скважины могут быть возвращены на разбуриваемый горизонт для выполнения прямого назначения — эксплуатации залежи в предусмотренной проектом точке.

Если в пределах эксплуатируемого месторождения нефтегазоперспективные горизонты залегают на технически недоступных глубинах, то более глубокая, не изученная часть разреза вводится в поиски и разведку тогда, когда появляются новые технические возможности освоения залежей на таких глубинах.

Для мелких месторождений и залежей, как показывает опыт геологоразведочных работ, наиболее эффективным является изучение параметров залежи в процессе эксплуатационного разбуривания. После открытия такой залежи и ее ориентировочной оценки при благоприятных предпосылках необходимо приступать к разработке небольшим числом (3—4) эксплуатационных скважин, пробуренных вблизи поисковой скважины, давших приток нефти. По результатам бурения этих скважин уточняют строение залежи и одновременно определяют технологические показатели разработки.

Вследствие того, что все последующие скважины будут заложены в пределах нефтяной залежи, возникает вопрос о целесообразности дальнейшего заложения разведочных скважин, так как задача детализации строения нефтяных пластов может быть возложена в начале разработки на опережающие эксплуатационные скважины. Заложение опережающих скважин из числа эксплуатационных следует проводить в первую очередь в пределах внутреннего контура нефтеносности, где сосредоточены основные запасы.

В результате бурения разведочных и опережающих эксплуатационных скважин будут получены достоверные данные, характеризующие нефтеносность и физико-геологические параметры пласта, которые позволят внести соответствующие коррективы в технологическую схему разработки.

Использование эксплуатационных (добывающих) скважин для детального изучения и перевода запасов введенных в разработку нефтяных и газовых месторождений, в более высокие категории предусмотрено классификацией запасов нефти и газа.

Разведка нефтяных залежей в процессе разработки широко практикуется в США и в настоящее время. Однако получение 25 % неудачных скважин в эксплуатационном бурении является лучшим доказательством высокого риска при применении этого метода разведки.

В процессе разработки залежи в скважинах, давших приток воды за

контуром нефте- или газоносности, должны быть проведены систематические наблюдения за изменением пластового давления. Определение гидродинамической связи нефтегазосодержащих пластов необходимо проводить в соответствии с требованиями действующих инструкций. Гидродинамическую характеристику и химический состав подземных вод месторождений следует сопоставлять с аналогичными данными по другим месторождениям района; с учетом этого сопоставления должны быть охарактеризованы вероятные области питания и разгрузки, величины и направления изменения напоров вод, а также характер изменения химического состава подземных вод изучаемых водоносных горизонтов.

На разрабатываемых месторождениях нефти и газа (в том числе газовых, находящихся на стадии опытно-промышленной разработки) в обязательном порядке должно проводиться всестороннее доизучение залежей эксплуатационными, а в необходимых случаях и разведочными скважинами:

— детальное и комплексное изучение керна с целью уточнения литологических особенностей, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов продуктивного пласта и пород-покрышек;

— геофизические исследования скважин, рациональный комплекс которых определяют исходя из поставленных задач и конкретных геолого-геофизических условий;

— комплекс гидродинамических исследований, уточняющих коллекторские свойства пород, положение контактов газ — нефть — вода;

— изучение изменения пластового давления;

— изучение изменения текущих и годовых отборов продукции. Объем и качество проводимых исследований должны обеспечивать возможность проведения подсчета запасов нефти методами материального баланса и статистическим, а запасов газа — методом падения давления и перевода их в более высокие категории.

На месторождениях, введенных в разработку, должен производиться перевод запасов категорий C_1 и C_2 в категории А и В по данным бурения и исследования эксплуатационных скважин, а в необходимых случаях — по данным доразведки опережающими эксплуатационными скважинами.

При пересчете запасов нефти и газа по месторождениям, разбуренным по эксплуатационной сетке, учитываются технологические особенности эксплуатационного бурения и характер информации, полученной в ходе эксплуатации.

Большое количество эксплуатационных и наблюдательных скважин, пробуренных в процессе разработки залежей, позволяет уточнить структурный план объекта, провести дифференциацию разреза по коллекторским свойствам, более обоснованно выделить подсчетные объекты.

Промыслово-геофизические материалы контроля за разработкой месторождения позволяют уточнить некоторые подсчетные параметры:

— начальное и текущее положение контактов;

— граничные значения фильтрационно-емкостных и геофизических параметров;

— средние значения эффективных толщин;

— геометрический и полезный объем залежи;

— остаточное нефтегазонасыщение в обводненных зонах. При уточнении этого параметра могут быть использованы геофизические материалы

по бурящимся в процессе разработки скважинам на участках с обводнившейся частью продуктивного разреза.

По материалам промыслово-геофизического контроля за разработкой и по результатам бурения скважин на эксплуатируемых участках залежи производится количественная оценка возможных утечек и перетоков углеводородов за пределы залежи (оценка запасов техногенных залежей).

При обработке промыслово-геофизических материалов контроля за разработкой и при получении количественных значений параметров необходимо вводить поправки на условия измерений — конструкцию скважин, заполнение забоев скважин, изменение пластовых давлений.

Уточнения граничных значений пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности производят по результатам промысловых и геофизических исследований добывающих, нагнетательных и контрольных скважин, вскрывающих разрабатываемые или выработанные интервалы пластов и участки залежи. Результаты представляются в обобщенном виде.

18.10. ПРОБНАЯ (ОПЫТНАЯ) ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРИ ГРР

На месторождениях, разведка которых незавершена, а также на сложно построенных залежах (независимо от утверждения запасов в ГКЗ), в случае необходимости получения дополнительной информации для подсчета и экономической оценки запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них ценных компонентов, определения возможности и целесообразности подержания пластового давления, других исходных данных, требуемых для составления технологической схемы разработки, может проводиться пробная эксплуатация залежей или представительных их участков. Под пробной эксплуатацией залежей или их отдельных участков следует понимать временную (сроком не более 3 лет) эксплуатацию поисковых или разведочных, а при необходимости, и специально пробуренных опережающих добывающих и нагнетательных скважин

Пробная эксплуатация залежей осуществляется нефтегазодобывающими предприятиями в соответствии со специально составленными проектами пробной эксплуатации. Исходной информацией для составления проекта пробной эксплуатации залежей служат данные поисков, оценки или разведки месторождения, полученные в результате исследования, опробования, испытания и пробной эксплуатации отдельных скважин.

В проектах пробной эксплуатации обосновываются:

а) количество и местоположение вводимых в эксплуатацию разведочных скважин;

б) количество и местоположение опережающих добывающих и нагнетательных скважин, проектируемых к бурению в пределах разведанного контура с запасами категории C_1, интервал отбора керна в них;

в) комплекс детальных сейсмических исследований, направленных на уточнение геологического строения и детализацию структурного плана, границ распространения коллектора, положения контуров газо- и нефтеносности сложно построенных продуктивных горизонтов с целью обоснования размещения скважин;

г) комплекс опытных работ, виды геолого-промысловых и геофизических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, проводимых для:

— уточнения положения ВНК, ГНК, продуктивности добывающих скважин, приемистости нагнетательных скважин по воде, оптимальных депрессий;

— изучения фильтрационно-емкостных характеристик пластов, состава и физико-химических свойств пластовых жидкостей и газа, физико-гидродинамических характеристик коллекторов (величин начальных нефтегазонасыщенностей, остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой и газом, соответствующих им значений проницаемостей для нефти, воды и газа, зависимостей фазовых проницаемостей от насыщенности);

д) ориентировочные уровни добычи нефти, газа, закачки воды на период пробной эксплуатации.

Проекты пробной эксплуатации мелких месторождений составляются организациями и подразделениями при методической помощи отраслевых, территориальных и специализированных институтов. Проекты пробной эксплуатации уникальных, крупных, средних и всех сложно построенных месторождений составляются отраслевыми НИПИ. Проекты пробной эксплуатации по месторождениям с запасами нефти 100 млн т и более и газа более 500 млрд $м^3$ по согласованию с Госгортехнадзором утверждаются в установленном порядке.

На основе утвержденных проектов пробной эксплуатации составляется проектно-сметная документация на обустройство месторождения (на период пробной эксплуатации), в которой должны быть рассмотрены вопросы утилизации нефтяного газа и конденсата.

Виды, объемы и качество результатов опытных и исследовательских работ, проводимых при пробной эксплуатации, контролируются организациями, осуществляющими подсчет запасов и проектирование разработки, местными органами Госгортехнадзора.

Пробная эксплуатация разведочных и опережающих добывающих скважин — одно из мероприятий по детальной разведке месторождения, проводимых с целью получения исходных геолого-промысловых данных для подсчета запасов и проектирования разработки. К ним относятся:

дебиты нефти и газа, газовые и конденсатные факторы, содержание пластовой воды и др.;

физические свойства коллекторов и характер неоднородности продуктивного разреза;

величина и характер изменения пластового давления во времени; режим залежи;

физико-химические свойства флюидов и товарные свойства нефти, газа и конденсата;

условия работы скважин (разрушение призабойной зоны, пробко- и гидратообразование, выпадение конденсата, парафина и т.д.);

возможности перетоков нефти, газа и воды в другие пласты, а также межколонные пропуски; коррозионная агрессивность нефти, газа и конденсата, скорости и характер коррозии.

Для получения перечисленных данных проводится большой комплекс промысловых и лабораторных исследований, включающий:

1) исследование скважин методом установившихся отборов на различных штуцерах; на каждом режиме желательны проведение не менее

двух замеров дебитов флюидов, отбор проб нефти для определения содержания воды и механических примесей, замер забойного и устьевых давлений;

2) замер пластовой температуры, пластового давления и давления по стволу скважины — один раз в квартал;

3) снятие кривой восстановления давления — один раз в полгода;

4) отбор и исследование глубинных проб с целью изучения физико-химических свойств пластовой жидкости — не менее двух проб в процессе опытной эксплуатации;

5) отбор и анализ поверхностных проб флюидов с определением плотности, вязкости, фракционного состава, содержания смол, серы, асфальтенов, парафина, гелия, аргона и др. — один раз в полгода;

6) определение проницаемости, пористости и нефтегазонасыщенности для установления степени неоднородности продуктивного разреза.

По окончании исследования на приток выбирается и устанавливается оптимальный технологический режим работы скважин и проводятся следующие исследования:

а) замеры дебитов нефти, газа и конденсата — не менее одного раза в неделю;

б) отбор проб нефти, газа и конденсата для определения содержания воды и мехпримесей — один раз в 10 дней;

в) регистрация устьевых давлений — ежемесячно.

Пробная эксплуатация нефтяных и газовых скважин в процессе доразведки продуктивных горизонтов постепенно переходит в опытно-промышленную, а после утверждения запасов в ГКЗ и составления технологической схемы разработки — в промышленную эксплуатацию месторождения.

Глава 19

ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

19.1. ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Геолого-экономическая оценка месторождений нефти и газа является неотъемлемой частью геологоразведочного процесса. Основная ее цель — определить промышленную ценность выявленных и разведанных скоплений углеводородов, т.е. возможность получения чистой прибыли при эксплуатации. На основе этих оценок решается целый ряд методических задач поисков и разведки — от выбора направления поисковых и разведочных работ и первоочередных объектов до сравнения альтернативных вариантов проведения поисков и разведки и определения кондиционных значений параметров и величины запасов. Для оценки промышленного значения месторождения необходимо определить какое количество нефти можно из него извлечь, какой может быть величина ежегодной добычи и сроки эксплуатации при принятой системе разработки, какие затраты потребуются для освоения данного месторождения и какую величину прибыли можно получить в результате.

Таким образом геолого-экономическая оценка включает в себя три следующих элемента:

- геологическая оценка — определение условий залегания, размеров и запасов залежи и физико-химических свойств углеводородного сырья и содержащихся в них попутных компонентов;
- технико-технологическая оценка — определение технологии извлечения, добывных возможностей залежи, сроков эксплуатации;
- экономическая оценка — определение возможных затрат на освоение месторождения и ожидаемых доходов и прибыли от добываемой нефти.

При геологической оценке одним из главных показателей промышленной ценности месторождения является величина запасов месторождения.

Запасы залежей оцениваются на разных стадиях их изучения и освоения — от начала поисковых работ и до эксплуатации. Измерения свойств и определение параметров залежи сопровождается погрешностями, поэтому оценка запасов представляет собой некоторое приближение к истине. Степень этого приближения определяется объемом и достоверностью исходных данных. В процессе изучения месторождения постепенно накапливается информация и соответственно повышается достоверность их оценки.

До начала поискового бурения на площади оценка запасов проводится по аналогии с соседними залежами и площадями. После бурения одной или нескольких скважин получают информацию, которая позволяет определить подсчетные параметры непосредственно для изучаемой залежи и таким образом провести более точную оценку запасов. С еще большей точностью определяют запасы нефти и газа на разрабатываемых месторождениях, когда они разбурены плотной эксплуатационной сеткой скважин и накоплен опыт их эксплуатации.

Для технико-технологической характеристики месторождения нефти и газа в качестве основных используют следующие показатели — коэффициент извлечения и уровень добычи. *Коэффициент извлечения* нефти, газа и конденсата показывает, какая часть углеводородов, находящаяся в недрах, может быть извлечена при оптимальном режиме разработки залежи до предела экономической эффективности с применением передовых апробированных для данных конкретных условий технологий и техники добычи, а также с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды.

Коэффициент извлечения нефти — это технико-экономическая характеристика, величина которой обусловлена геологическими свойствами пласта (пористость, проницаемость, неоднородность) и насыщающих его флюидов, применяемой технологией и техникой добычи нефти, экономическими нормативами и критериями эффективности разработки.

Наиболее распространенный показатель добывных возможностей нефтяных объектов — *начальный дебит скважины*. В качестве начального дебита на одну скважину для рассматриваемого объекта принимают предполагаемый или фактический среднесуточный дебит за первый год эксплуатации с учетом методов интенсификации притока (гидроразрыв, кислотная обработка и т.д.). Его определяют по фактическим данным испытаний и опытной эксплуатации скважин при той депрессии на пласт, при которой будет производится эксплуатация скважин и разработка объекта.

По технологическим показателям залежи нефти подразделяются на *высоко продуктивные* — залежи нефти с нормальной вязкостью (менее 30 мПа·с) в пластах с проницаемостью более 0,05 м км обычно они характеризуются начальными дебитами скважин более 20 т в сут, средние темпы отбора начальных извлекаемых запасов составляют 5 и 3,5 % при их выработки соответственно 20—50 и 50—80 %, конечный коэффициент извлечения нефти для таких залежей составляет в среднем 0,4—0,5.

К низко продуктивным (трудноизвлекаемым) относятся запасы залежей нефти с вязкостью более 30 мПа·с в низкопроницаемых пластах (проницаемость ниже 0,05 м·км), а также подгазовые зоны газонефтяных и нефтегазовых месторождений.

В общем объеме запасы высоковязких нефтей составили около 15 %, связанных с низкопроницаемыми коллекторами — 16 %, газонефтяными залежами — 4 % и истощенными пластами — 10 %.

Помимо технологических факторов на технику и технологию разведки и разработки месторождений нефти и газа влияют природно-географические условия. К группе залежей нефти с осложнёнными природно-географическими условиями относятся залежи шельфов морей, труднодоступных территорий и территорий, удалённых от освоенных районов.

Для численной характеристики экономической ценности месторождений нефти и газа используют величину чистой суммарной прибыли, дисконтированной за период его эффективной разработки, которая равна:

$$R_р = \frac{T}{t=1}\frac{Э_t - З_t}{(1+Е_{пр})},$$

где T — расчетный период оценки месторождения (залежи); $Э_t = Ц_t \cdot Q_t$ — ценность добытой в t году продукции (Q_t) по стоимости 1 т добытой продукции ($Ц_t$) в t — году; $З_t = K_t + З_э$ — совокупные капитальные (K_t) и эксплуатационные ($З_э$) затраты t-го года; $Е_{пр}$ — норматив для приведения разновременных затрат и результатов.

Сравнивая характеристики экономической ценности открытых и разведываемых месторождений, можно оценивать их промышленную значимость, определять последовательность их изучения и ввода в эксплуатацию, сравнивать варианты изучения и освоения.

Определение кондиций. Кондиции — совокупность требований добывающих и потребляющих нефть и газ отраслей промышленности к качеству сырья (включая попутные компоненты) и горно-геологическим условиям эксплуатации, которые определяют пригодность месторождения к освоению. Кондиции — категория временная. Они зависят от потребностей народного хозяйства, состояния минерально-сырьевой базы и наличия технических и технологических возможностей добычи или извлечения (для попутных компонентов) данного сырья. Основное назначение кондиций — правильная оценка промышленной и экономической значимости конкретного месторождения.

В нефтяной и газовой промышленности положения о кондициях сформулированы не так жестко, как в других горнодобывающих отраслях. Практически не устанавливаются ограничения на товарные качества нефти и газа. Вместе с тем, при геолого-экономической оценке месторождений учитывается целый ряд показателей, которые играют роль кондиций. Для нефтяных месторождений это верхние пределы вязкости нефти, содержание серы, парафина, нижние пределы проницаемости коллекторов, эффективной нефтенасыщенной мощности, нефтенасыщенности, начального дебита скважин, минимальные запасы.

В качестве кондиционных для газовых месторождений можно рассматривать — нижний предел калорийности, верхние пределы содержания сероводорода и азота, нижние пределы проницаемости коллекторов и начальные дебиты скважин, запасы газа, нижний предел пластового давления, до которого намечается разработка газовой залежи.

Например, большое содержание в нефти парафинов приводит к тому, что при нагнетании воды в пласт выпадает парафин, что приводит к закупорке пор. При высокой вязкости нефти нарушается сплошность фронта вытеснения и формируются языки воды. Это приводит к сокращению периода безводной эксплуатации и основные запасы отбираются при высокой обводненности продукции. Наиболее часто встречающейся вредной примесью в нефтях и газах является сероводород, присутствие которого требует не только специального дорогого антикоррозийного оборудования для добычи, но и специальных технологий переработки сероводородсодержащего сырья. Освоение сероводородсодержащих газов требует создания газохимических комплексов, которые становятся рентабельными только при высоких содержаниях сероводорода и больших запасах газа.

Нефтяные и газовые месторождения являются источником не только углеводородного сырья, но и целого ряда попутных компонентов (в том числе содержащихся в добываемых водах). Для конкретных месторожде-

ний минимальные промышленные содержания попутных компонентов должны определяться на основе расчетов по рентабельности их извлечения и использования.

При решении вопроса о промышленном значении месторождения нефти или газа учитываются требования к количеству и качеству запасов в недрах и к горно-геологическим условиям их разработки. Среди этих требований — минимальные запасы нефти и газа, минимальный начальный дебит нефти добывающих скважин, минимальная допустимая толщина продуктивного пласта, а также минимально допустимые извлекаемые запасы нефти на одну скважину.

Под минимальными допустимыми запасами понимаются запасы, разработка которых при определенных геолого-промысловых условиях будет экономически целесообразна. Очевидно, что в зависимости от геолого-экономических условий для каждого региона величина минимального уровня запасов будет различной. Например для Припятского прогиба экономически рентабельно эксплуатировать месторождение с запасами не ниже 0,2 млн т. Для отдаленных континентальных районов США проведение геологоразведочных работ рентабельно, если запасы месторождения будут не менее 1,35 млн т. Для Северной части Северного моря (при глубине моря 150 м) — не менее 40 млн т.

Минимально допустимым экономически обоснованным дебитом скважин рассматриваемого объекта считается такой среднесуточный дебит нефти, при котором для принятого коэффициента его изменения во времени и нормативного срока службы скважин обеспечивается получение положительного экономического эффекта.

Так, для продуктивных пластов в Припятской впадине минимально рентабельные дебиты варьируют от 1,3 до 63,3 т/сут. Для наиболее перспективных для освоения шельфовых участков Охотского и Баренцева морей для рентабельной отработки достаточно наличия месторождения с дебитами скважин до 100 т/сут. Рентабельное освоение шельфа Карского моря возможно лишь при условии высокой продуктивности месторождений.

Главной задачей геолого-экономической оценки месторождений нефти и газа является установление экономической ценности месторождения. Отнесение запасов залежей к балансовым (вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно) или к забалансовым (разработка которых в настоящее время экономически нецелесообразна или технически, либо технологически невозможна, но в дальнейшем может оказаться целесообразной) проводится по соотношению ценности добываемой нефти и совокупных затрат на разработку.

Точность и достоверность определения параметров и запасов месторождений нефти и газа. Ограниченность геолого-геофизической информации, природная сложность изучаемых геологических объектов, недостаточная точность проводимых замеров приводят к тому, что многие характеристики залежей нефти и газа и их запасы определяются с неизбежными погрешностями. Эти погрешности в оценке запасов и характеристик залежей приводят к искажению проектируемых технико-экономических показателей и могут существенно повлиять на проводимую оценку и выводы относительно эффективности того или иного варианта освоения месторождения.

Задача геологоразведочных работ состоит в последовательном (поэтапном или постадийном) увеличении информации о геологическом строении

Таблица 19.1

Возможные погрешности определения параметров и запасов пластовых сводовых залежей к моменту окончания разведки (Фурсов А.Я., 1981)

Параметры	Погрешности (±) определения параметров (в %) при величине балансовых запасов (в млн т)			
	до 10	10–25	25–50	50–300
Площадь объекта	30–20	25–12	20–10	15–7
Нефтенасыщенная мощность	30–20	25–15	20–12	15–7
Пористость	8,0–5,0	6,0–4,0	4,0–2,0	3,0–2,0
Нефтенасыщенность	6,0–4,0	5,0–3,0	3,0–2,0	3,0–2,0
Плотность нефти в поверхностных условиях	2,0–1,0	2,0–1,0	1,0	0,5
Объемный коэффициент нефти	5,0–3,0	3,0–2,0	2,0–1,0	2,0–1,0
Запасы нефти балансовые	55,0–30,0	35,0–20,0	30,0–15,0	20,0–10,0
Газосодержание пластовой нефти	15,0–10,0	10,0–5,0	10,0–5,0	5,0–3,0
Запасы растворенного газа балансовые	50,0–30,0	37,0–20,0	32,0–15,0	22,0–12,0
Проницаемость	35,0–20,0	30,0–15,0	25,0–15,0	20,0–10,0
Показатель проницаемостной неоднородности	30,0–15,0	20,0–10,0	15,0–10,0	10,0–8,0
Коэффициент вытеснения	7,0–5,0	6,0–4,0	5,0–3,0	3,0–2,0
Коэффициент воздействия	15,0–10,0	13,0–8,0	10,0–6,0	8,0–40
Вязкость в пластовых условиях:				
нефти	10,0–5,0	7,0–4,0	5,0–3,0	3,0–1,0
вытесняющего агента	3,0–2,0	3,0–2,0	2,0–1,0	2,0–1,0
Плотность в пластовых условиях:				
нефти	6,0–4,0	4,0–3,0	3,0–2,0	3,0–1,0
вытесняющего агента	3,0–2,0	3,0–2,0	2,0–1,0	2,0–1,0
Начальное пластовое давление	5,0–3,0	5,0–3,0	4,0–2,0	4,0–2,0
Давление насыщения	15,0–10,0	13,0–8,0	10,0–5,0	5,0–2,0
Запасы нефти извлекаемые	65,0–35,0	45,0–25,0	35,0–20,0	25,0–13,0
Запасы растворенного газа извлекаемые	67,0–37,0	46,0–27,0	36,0–22,0	27,0–15,0

и промышленной значимости месторождения для достижения необходимого уровня надежности. Таким образом, надежность и достоверность определения запасов является одним из важнейших показателей геолого-экономической оценки месторождений. Качественной характеристикой надежности запасов служат категории запасов, которые определяются экспертным путем. Для количественной характеристики надежности и достоверности определения параметров и запасов залежей вычисляют их погрешности. Различают случайные и систематические погрешности.

Случайные ошибки неизбежно сопровождают процесс измерения и связаны они с влиянием на замеры огромного количества случайных факторов. Случайные погрешности изменяются от измерения к измерению и их невозможно исключить из результатов замера.

Систематические ошибки обычно связаны с дефектами прибора, неточностью эталона, применяемого для градуировки аппаратуры и контроля получаемых величин. Они имеют один и тот же знак и остаются постоянными при повторных измерениях. Систематические ошибки необходимо всегда исключать или уменьшать.

Выявление и устранение систематических ошибок при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ проводятся при анализе опыта изучения аналогичных месторождений и условий проведения измерений или определений параметра.

Стремление максимально повысить точность определения параметров залежи и таким образом уменьшить риск потерь, как правило, экономически нецелесообразно. Существует некоторый оптимальный уровень точно-

сти определения, повышение которого требует затрат, несоизмеримых с величиной получаемого результата.

В табл. 19.1 приведены возможные величины случайных погрешностей определения параметров и запасов залежей, которые рассчитаны путем сопоставления затрат на разведку и получаемого от этого эффекта (в виде уточнения параметров и уменьшения потерь при последующей эксплуатации месторождения).

Не меньшее значение при геолого-экономической оценке месторождения имеет оценка неопределенности принимаемых технологических и экономических показателей.

Если 20—30 лет назад считалось, что основные источники ошибок при геолого-экономической оценке месторождений связаны с определением геологических запасов и коэффициента извлечения, то в настоящее время основными факторами неопределенности стали экономические показатели — затраты на проведение работ и цена добываемой продукции (нефть и газ).

19.2. ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Для анализа деятельности геологических организаций и планирования геологоразведочных работ используют целый ряд различных показателей.

Эффективность работ по выявлению и подготовке объектов к поисковому бурению оценивают по:

- количеству перспективных ресурсов нефти и газа кат. $Д_о$, подготовленных за анализируемый период, и уровню обеспечения ими планируемого прироста промышленных запасов;
- коэффициенту подтверждаемости подготовленных структур;
- продолжительности подготовки одной структуры;
- себестоимости подготовки одной структуры и 1 км площади.

Коэффициент подтверждаемости структур ($K_п$) — отношение числа подтвержденных структур в перспективных стратиграфических комплексах ($N_{под}$) ко всем структурам (площадям), получившим оценку бурением ($N_{оц}$) по этим комплексам: $K_п = N_{под}/N_{оц}$.

В зависимости от решаемых задач коэффициент подтверждаемости может быть рассчитан: а) по структурам, подготовленным в анализируемом периоде, и б) по всем структурам, независимо от времени их подготовки. Если структуры подготовлены по 2—3 и более структурным этажам, то коэффициент подтверждаемости анализируется дифференцированно по каждому этажу.

Продолжительность подготовки структур определяется от начала детальных поисковых геолого-геофизических работ на данной площади до зачисления структуры в фонд подготовленных. Этот показатель включает и внутристадийные перерывы в работах, когда подготовка структуры производится в несколько сезонов.

Себестоимость подготовки одной структуры есть сумма фактических затрат в рублях по всем партиям (топогеодезическим, геофизическим, буровым), непосредственно проводившим полевые и камеральные работы по

выявлению и подготовке структуры к глубокому бурению (по данным паспорта структуры).

Продолжительность и себестоимость подготовки одной структуры сравнивается с аналогичными показателями за предшествующий период.

Показателями оценки эффективности работ стадии поиска месторождений являются:

- коэффициент успешности поисков месторождений (залежей);
- доля продуктивных поисковых скважин;
- среднее количество скважин и средний объем бурения, затраченные на открытие одного месторождения (с учетом и без учета затрат на непродуктивных площадях);
- средние затраты на открытие одного месторождения;
- средняя величина запасов нефти или газа категорий $C_1 + C_2$, приходящаяся на одно оцененное поисковым бурением месторождение;
- средняя продолжительность поисков одного месторождения.

Коэффициент успешности поисков ($K_{усп}$) определяется отношением числа открытых месторождений (M) к общему числу структур, получивших оценку бурением ($N_{оц}$) — $K_{усп} = M/N_{оц}$. В числе оцененных бурением структур (площадей) могут учитываться:

- все площади, получившие оценку бурением;
- структуры, подтвердившиеся и получившие оценку бурением

Коэффициент успешности поисков рассчитывается за анализируемый период и с начала постановки поисковых работ.

Доля продуктивных поисковых скважин представляет собой отношение количества поисковых скважин, из которых получены промышленные притоки нефти (газа), к общему числу законченных строительством за тот же период поисковых скважин, выраженное в процентах.

Среднее количество скважин и средний объем бурения на одну площадь характеризуют эффективность методики поисков и качество подготовки структур к бурению. При расчете этих показателей учитываются скважины-открывательницы месторождения, все непродуктивные поисковые скважины, заложенные до бурения скважин-открывательниц на месторождениях, а также количество скважин (и объемы бурения) на площадях, которые были выведены из бурения в анализируемом периоде с отрицательными результатами.

Затраты на открытие одного месторождения определяются прямым счетом с учетом затрат на выявление и подготовку структуры. Средние затраты на открытие одного месторождения по району — отношение суммарных затрат на открытие всех месторождений (с учетом затрат на непродуктивных площадях) к количеству открытых месторождений за анализируемый период. При расчете этих показателей учитываются затраты на обустройство площадей и строительство всех поисковых скважин.

Средняя величина запасов категорий $C_1 + C_2$, приходящаяся на одно оцененное поисковым бурением месторождение, определяется отношением объема запасов категории C_1 и C_2 по всем месторождениям к их количеству.

Продолжительность работ по открытию месторождений исчисляется затратами календарного времени до получения первого промышленного притока нефти или газа в скважине-открывательнице.

Показателями оценки эффективности работ при оценке и подготовке месторождений к разработке являются:

• прирост запасов нефти или газа кат. В + C_1 на 1 руб. капитальных вложений ($Q_р$) на 1 м поисково-разведочного бурения ($Q_м$) и на 1 скв., законченную строительством ($Q_{скв}$);

• доля продуктивных разведочных скважин;

• продолжительность разведки месторождений.

Группа показателей, характеризующих количество запасов, приходящихся на единицу денежных и материальных затрат, рассчитывается по следующим формулам:

$$Q_р = Q/K;\ Q_м = Q/M;\ Q_{скв} = Q/N,$$

где Q — прирост запасов по месторождению, т; K — капитальные вложения в поисково-разведочное бурение, руб.; M — объем поисково-разведочного бурения, м; N — количество поисково-разведочных скважин, законченных строительством.

Доля продуктивных разведочных скважин определяется отношением их количества к общему числу разведочных скважин.

Продолжительность разведки месторождения исчисляется затратами календарного времени на разведочные работы от даты начала строительства первой разведочной скважины до даты окончания строительства последней разведочной скважины.

Перечисленные показатели используют для характеристики научно-технического и методического уровня проводимых геологоразведочных работ. Используя данные показатели необходимо учитывать, что они имеют сравнительный характер, т.е. эффективность определяется из сопоставления фактических показателей с проектными, нормативными или с показателями работ на других объектах. Поскольку на указанные показатели сильно влияют природные условия района работ, особенности геологического строения и размеры изучаемых месторождений, при оценке эффективности необходимо сравнивать объекты, находящиеся в сопоставимых природных и геологических условиях.

Глава 20

ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Проблема охраны природы, ее недр и окружающей среды на современном этапе является особенно актуальной. Человечество все больше убеждается в необходимости сохранения и восстановления ресурсов окружающей среды во имя жизни и деятельности ныне живущих людей и будущих поколений.

20.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Нефтегазовый комплекс занимает ведущее положение в народном хозяйстве страны. В то же время он остается потенциально опасным в отношении загрязнения окружающей среды в случае несоблюдения экологических мероприятий при выполнении различных видов работ.

Отрицательное воздействие нефти и газа на основные компоненты окружающей среды (воздух, воду, растения, животных и человека) обусловлено токсичностью природных углеводородов, их спутников (сероводорода, серы и др.), большим разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах, а также условиями бурения скважин на нефть и газ, их добычи на промыслах, дальнейшей транспортировки, хранения, переработки и последующего использования.

Все технологические процессы (разведка, бурение, добыча, сбор, транспорт, хранение и переработка нефти и газа) при соответствующих условиях могут нарушить естественную экологическую обстановку. Нефть, буровой шлам, сточные воды, содержащие различные химические соединения, способны опасно воздействовать на воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человека.

Анализ последствий аварийных ситуаций при проведении всех видов работ в области нефтегазового дела позволяет сделать вывод о причастности к ним в большинстве случаев **человеческого фактора,** за исключением, может быть, природного и техногенного факторов (шторм на море, изношенность трубопроводов вследствие коррозии и др.). Поэтому бурение скважин, поиски, разведка и разработка месторождений нефти и газа, а также транспортировка, хранение и переработка нефти и природного газа в решающей степени зависят от специалистов и технического персонала, выполняющих эти виды деятельности в области нефтегазового производства.

Основные загрязнения **при бурении на суше** связаны с разливом нефти и нефтепродуктов (дизельное топливо, смазочные масла и др.), а также с химреагентами, которые используются при бурении в различных целях (например, для снижения вязкости глинистого раствора, кислотных обработок и др.).

Стоки от буровых, если последние плохо обвалованы, могут попасть в грунтовые воды, которые используются людьми, в водоемы (реки и озера), и естественно, принести вред растительному и животному миру (птицам, рыбам и т.д.).

Главными источниками загрязнения **при бурении на море** являются органические вещества, попадающие в морскую воду. К ним относятся: графит, нефть, сульфитно-спиртовая барда (ССБ), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), а также неорганические вещества, применяемые при бурении (барит, каустическая сода), буровые сточные воды, содержащие химические реагенты, песок, глина, горюче-смазочные масла и др. Эти вещества, попадая в морскую воду, приводят к очагам загрязнений и губят животный мир моря, а также растения, кораллы и прибрежные пляжи.

Нередко крупные аварии, происходившие на буровых платформах в море, сопровождались не только выбросами огромного количества нефти в море, но и человеческими жертвами.

В целях предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду при проведении всех видов работ в области нефтегазового производства выполняется определенный комплекс экологических мероприятий.

Все работы, проводимые в России по изучению недр, осуществлению поисковых и разведочных работ и добыче полезных ископаемых, включая нефть и природный газ, должны выполняться в соответствии с **Федеральным законом «О недрах»,** в котором регламентированы основные требования по рациональному использованию и охране недр.

20.2. ТРЕБОВАНИЯ К ОХРАНЕ НЕДР ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ НА НЕФТЬ И ГАЗ

При выполнении геологоразведочных работ, включая бурение скважин, несоблюдение природоохранных мер может привести: к загрязнению нефтью и сопутствующими отходами земной поверхности, озер, водоемов, рек; к выбросам нефти, природного и нефтяного газа, иногда содержащего сероводород и другие агрессивные компоненты, в атмосферу; к выбросам высокоминерализованных пластовых вод и буровых промывочных жидкостей в водоемы; к порче плодородного слоя почвы при сооружении объектов геологоразведочного производства; к порче лесных массивов и посевных площадей, а также к возникновению пожаров.

Площадки для буровых скважин нередко располагаются на землях сельскохозяйственных угодий, а также занятых лесами или пастбищами, потеря которых не всегда восполняется открытием крупных нефтяных и газовых скоплений, что в последнем случае могло быть оправдано.

При поисково-разведочных работах на нефть и газ могут возникнуть различные осложнения и аварии, способные нанести большой вред людям, недрам и окружающей природе.

Аварии при бурении чаще всего являются следствием несоблюдения правил и технологии проводки скважин, недоучета геологического строения и условий залегания нефтеносных пластов.

Поэтому, жесткие требования должны предъявляться к цементированию колонны поисковых и разведочных скважин. Нельзя оставлять открытыми стволы скважин, чтобы предотвратить возможность перетоков нефти и газа в другие горизонты и обводнение продуктивных пластов. Для предупреждения перетоков УВ в верхние песчаные пласты, содержащие пресные грунтовые воды, спускают предохранительную колонну.

Для предотвращения выбросов, связанных с уменьшением удельного веса глинистого раствора при бурении, применяют специально промывочные жидкости (утяжеленные растворы).

При цементаже обсадных колонн разведочных скважин необходимо добиться сплошного цементного кольца вокруг обсадных труб. Качество цемента должно удовлетворять всем требованиям, особенно при бурении на значительную глубину, чтобы исключить преждевременное схватывание цемента в процессе тампонажа.

Предотвращение и борьба с газо- и нефтепроявлениями в процессе бурения скважины особенно необходимы в районах, где на глубине наблюдаются аномально высокие пластовые давления.

В этих случаях применяются утяжеленные глинистые растворы, способные создать в стволе скважины давление, превышающее пластовое.

В ряде нефтегазовых регионов на газовых объектах, в том числе на Украине, в Краснодарском и Ставропольском краях, Азербайджане и Туркмении, наблюдалось массовое образование **грифонов** (напорных струй воды и газа). Особенно часто открытое фонтанирование и образование грифонов встречалось на площадях, приуроченных к сильнонарушенным складкам. В этих случаях могли происходить даже провалы вышки и буровой установки. При этом с образованием грифов связаны утечки нефти и газа в атмосферу (на дневную поверхность).

Эти явления не только создают угрозу взрывов и пожаров на площадях, но и приводят к большим потерям газа (иногда до нескольких миллиардов кубических метров) и загрязнению атмосферного воздуха. Предупреждают образование грифонов и открытого фонтанирования путем спуска специальной колонны, которая перекрывает верхнюю, раздробленную часть разреза скважины.

Ликвидация грифонов и глушение фонтанов производится либо путем нагнетания в скважину большого объема цементного раствора, либо путем бурения наклонных скважин, направленных к забою фонтанирующей скважины. В последнем случае глинистый раствор заполняет депрессионную зону и способствует ликвидации фонтана.

Комплекс мероприятий по предупреждению загрязнений буровой площадки и окружающей среды выполняется до монтажа буровой установки, далее – в процессе бурения скважины, а также после демонтажа буровой установки.

Основные из этих мероприятий по охране недр **при бурении скважин на нефть и газ на суше следующие:**

1. До начала монтажа буровой установки верхний плодородный слой земли должен быть снят и заскладирован.

2. Территория вокруг буровой должна быть обвалована с учетом рель-

ефа местности для предотвращения загрязнения окружающей среды буровыми, цементными и другими растворами.

3. Должна быть установлена дополнительная циркуляционная система для вторичного использования технической воды.

4. Устанавливаются поддоны в подвышечном основании для сбора загрязнителей (буровые растворы, смазочные масла, буровой шлам, химреагенты и др.)

5. Устье скважины при простое обязательно герметизируется превентером для предотвращения выбросов из напорных горизонтов (водо- и нефтенасыщенных).

6. Химреагенты доставляют на буровую в заводской упаковке и хранят в специальных помещениях, а тару вывозят в спецконтейнерах и утилизируют.

7. Выбуренную породу и избыточный глинистый раствор, а также шлам вывозят в специальные места, амбары для утилизации и захоронения после использования.

8. После окончания буровых работ все производственные отходы, непригодные для дальнейшего использования, должны быть вывезены на свалку и сожжены с последующей засыпкой землей или свалены в глубокие земляные амбары и засыпаны землей.

9. После демонтажа буровой установки территория должна быть выровнена и рекультивирована, а земля должна быть возращена прежним землепользователям.

Особо следует отметить вредное влияние сероводорода H_2S на людей и все живое в районах, где ведутся поисково-разведочные работы и добыча нефти и газа. Сероводород присутствует в природном газе и нефти нередко в больших количествах. H_2S — яд, парализующий дыхательную систему и приводящий к летальному исходу за считанные минуты. Даже в небольших концентрациях он представляет опасность для человека. Каждый работник на промысле. работа которого связана с риском воздействия сероводорода, должен уметь распознавать присутствие этого газа, уметь защитить себя от его воздействия и избежать летального исхода. Существуют несколько способов обнаружения присутствия сероводорода и его концентраций. К ним относятся следующие:

1. Уксусный свинец в ампулах или покрытых капсулах легко изменяет цвет на коричневый или черный в присутствии H_2S в зависимости от его концентрации.

2. Портативные электронные детекторы являются личным средством и крепятся у человека либо на поясе, либо находятся в руках. При обнаружении концентрации H_2S, превышающей установленный уровень, включается звуковая сигнализация.

3. Фиксированные электронные датчики H_2S, используемые на крупных предприятиях в целях непрерывного мониторинга рабочего участка. Звуковая сигнализация подает предупреждение о повышении концентрации H_2S выше установленного уровня.

Кроме указанных выше способов распознавания и предупреждения опасности воздействия H_2S, применяются специальные нейтрализаторы, которые как присадка добавляются в буровой раствор. Они способны нейтрализовать неограниченное количество H_2S путем реакции с неионизированным газом в любом буровом растворе на водной основе, при любых значениях pH и температуры.

Вредное влияние на людей и окружающую природу оказывает **сжигаемый в факелах попутный газ** при разработке нефтяных месторождений. При этом образуются вредные химические вещества, включая двуокись серы, азота и углерода, которые долго находятся в воздухе и отравляют его. От сжигания нефтяного газа, содержащего сероводород, в воздухе накапливаются ядовитые соединения, которые выпадают с дождем и отравляют все живое. Предотвратить вредное влияние сгораемого в факелах попутного газа можно, лишь применив технологию утилизации газа на всех объектах, где добывают нефть.

Особую осторожность необходимо проявлять при бурении на акваториях. Утечки нефти в море приводят к более опасным последствиям, чем на суше.

При бурении скважины на море стационарные платформы и приэстакадные площадки оснащаются следующим образом:

— техническими средствами по сбору и вывозу шлама (шламосборники, подъемные краны и транспортные контейнеры);

— герметичной системой приема и выдачи горюче-смазочных материалов (ГСМ) и эвакуации отработанных масел (емкости трубопроводы и раздаточные краны);

— блоками приема, хранения и выдачи порошкообразных химреагентов и утяжелителей по замкнутой пневмосистеме;

— закрытой циркуляционной системой промывочной жидкости;

— системой сбора, очистки и утилизации буровых сточных вод;

— системами сбора и эвакуации хозяйственных и рекальных вод;

— системами сбора продуктов неполного сгорания (ГСМ);

— установками оборотного и повторного водоснабжения (емкости, насосы и трубопроводы);

— средствами сбора и утилизации капельной жидкости (поддоны, желоба и др.).

Приведенные выше мероприятия при бурении скважин на суше и на море должны выполняться на этапах поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых объектов. Кроме того, необходимо соблюдать следующие правила:

1) выбрать такую конструкцию скважины, которая могла бы обеспечить безаварийную и эффективную эксплуатацию;

2) выбрать технологию бурения скважины, обеспечивающую предупреждение выбросов и поглощений, обвалов и других аварийных ситуаций;

3) обеспечить надежную изоляцию всех поглощающих горизонтов и герметизацию заколонного пространства;

4) с целью предотвращения загрязнения верхних (питьевых) вод производить захоронение промысловых вод путем закачки в глубокие поглощающие горизонты;

5) предотвратить вредное влияние сгораемого в факелах попутного газа, применяя современную технологию утилизации газа на всех объектах, где добывают нефть.

20.3. СПОСОБЫ БОРЬБЫ С ЗАГРЯЗНЕНИЕМ НЕФТЬЮ НА МОРЕ

Борьба с загрязнениями нефтью на море **может проводиться несколькими способами.**

Обнаружив на морской поверхности пятно загрязнения, определяют скорость и направление его перемещения. Прежде всего, нужно ограничить растекание нефти по водной поверхности, локализовать пятна загрязнения. В этих целях применяются **боновые ограждения,** которые состоят из сцепленных друг с другом плавучестей — пенопластовых или надувных. Они выставляются по периметру пятна и окружают его. Ограждение должно быть сплошным, а высота бона над водой и заглубление прикрепленных к нему полотнищ должны перекрывать толщину слоя нефти. Боновые ограждения доставляются к месту работ и развертываются судами и вертолетами. Однако даже при сравнительно небольшом волнении моря боновые ограждения малоэффективны. Они используются преимущественно на защищенных акваториях.

Наиболее распространенный способ борьбы с разливами нефти и мусора — **механический сбор,** осуществляемый специальными судами — нефтесборщиками, мусоросборщиками, нефтемусоросборщиками. Эти суда могут быть самоходными или буксируемыми. Нефтесборщики засасывают насосами поверхностный слой воды вместе с нефтяной пленкой и отделенную сепараторами нефть собирают в судовые цистерны. На нефтесборщиках другой конструкции закреплены большие барабаны, которые касаются нефтяной пленки. При вращении барабана пленка как бы наматывается на барабан, а с другой его стороны она очищается скребками. Механическим способом удается убрать немногим больше половины размыва — только большие пятна, и то с не очень толстым слоем нефти.

Существует также ряд способов борьбы с загрязнением моря нефтепродуктами, основанных на использовании физико-химических свойств нефти. **Поверхностно-активные вещества** уменьшают поверхностное натяжение воды и рассеивают нефтепродукты. Нефть будет растекаться по воде в виде тонкой пленки, рассеиваться на мелкие капельки, которые легче испаряются или окисляются кислородом атмосферы и воды. Обработка нефтяного пятна поверхностно-активными веществами вызывает деградацию нефти и нефтепродуктов, т.е. процесс изменения их свойств: испарение, растворение, осаждение, окисление кислородом атмосферы и воды, разложение их в воде и на дне.

Возможно **применение сорбентов** — веществ, способных впитывать и удерживать нефть (сухой торф, синтетические материалы). Получившиеся после обработки этими веществами сгустки можно собрать и сжечь или использовать в химических производствах. Другие вещества — **адсорбенты** — служат для потопления впитанной ими нефти или нефтепродуктов (угольная пыль, песок, каолин, толченый мел). Но эти методы эффективны лишь при небольшом волнении и когда толщина нефтяной пленки невелика.

Пожалуй, наиболее экзотический способ ликвидаций последствий нефтяного загрязнения — это **использование пожирающих нефть бакте-**

рий, носителями которых засыпают загрязненный участок дна. Считается, что при любой температуре воды и на любой глубине эти бактерии перерабатывают нефть, выделяя углекислый газ.

Наиболее вредный по воздействию на экологию способ борьбы с аварийными разливами нефти — ее **сжигание в море**. При преднамеренном сжигании нефти в грузовых танках потерпевшего аварию судна необходимо обеспечить процесс горения требуемым количеством кислорода. С этой целью предусматривается установка в грузовых танках воздушных труб или вскрытие палубы над горящими танками с помощью направленных взрывов.

Во Франции для сбора нефти в море используется специальная центрифуга марки «Циклонет», которая устанавливается на самоходной портовой барже вместе с группой насосов. Последние собирают с поверхности воду вместе с пленкой нефти. Попадая затем во вращающиеся барабаны устройства, смесь быстро разделяется.

Шведские и английские специалисты для очистки морских вод от нефти предлагают использовать старые газеты, куски обертки с бумажных фабрик. Все это измельчается на тонкие полоски длиной 3 мм. Брошенные в воду, они способны впитать в себя 28-кратное количество нефти по сравнению с собственной массой. Затем топливо из них извлекается прессованием. Такие полоски бумаги, помещенные в большие нейлоновые «авоськи», предлагается использовать для сбора нефти в море на месте катастрофы танкеров.

Используются и другие способы сбора нефти с поверхности моря и других водоемов, например, применяют диспергаторы — особые вещества, связывающие нефть, а также – обработку нефтяных пленок железным порошком с последующим собиранием «опилок» магнитом.

В Японии создана и апробирована уникальная технология, с помощью которой можно в короткие сроки ликвидировать гигантское нефтяное пятно. Корпорация «Кансай санге» выпустила реактив ASWW, основной компонент которого — специально обработанная рисовая шелуха. Распыленный по поверхности препарат в течение получаса всасывает в себя выброс и превращает в густую массу, которую можно стащить простой сетью.

Оригинальный способ очистки продемонстрирован американским ученым в Атлантическом океане. Под нефтяную пленку на определенную глубину опускается керамическая пластина. К ней присоединяется акустическая пластинка. Под действием вибрации нефть сначала скапливается толстым слоем над местом, где установлена пластинка, а затем смешивается с водой и начинает фонтанировать. Электрический ток, подведенный к пластинке, поджигает фонтан, и нефть полностью сгорает.

Для удаления с поверхности прибрежных вод пятен масел американские ученые создали модификацию полипропилена, притягивающего жировые частицы. На катере-катамаране между корпусами поместили своеобразную штору из этого материала, концы которой свисают в воду. Как только катер попадает на пятно, нефть прочно прилипает к «шторе». Остается лишь пропустить полимер через валики специального устройства, которое отжимает нефть в приготовленную емкость.

В последние годы многие из нефтяных и газовых компаний России проводят большую профилактическую работу, а также работу по ликвидации загрязнений нефтью, нефтепродуктами и выбросами газа, существен-

но улучшая окружающую среду в местах проведения различных видов работ нефтегазовых предприятий.

Главные принципы экологической политики нефтегазовых компаний России заключаются в рациональном использовании природных ресурсов и достижении уровня промышленной и экологической безопасности, соответствующего современным международным нормам. Поэтому необходимо решить большие и сложные задачи, направленные на сохранение экологического равновесия в условиях расширяющейся производственной деятельности нефтегазовых предприятий.

Результаты природоохранных мероприятий, проведенных рядом компаний (ОАО «Газпром», ОАО «Лукойл», ТНК-ВР, ОАО «Сургутнефтегаз» и др.) в последние годы, показали их высокую эффективность в области сохранения среды обитания в регионах, где осуществляется нефтегазовое производство.

Глава 21

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ С ГОСУДАРСТВЕННЫМИ ОРГАНАМИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Выполняемые нефтяными компаниями геологоразведочные работы должны удовлетворять требованиям государственных стандартов Российской Федерации. Государственные требования регламентируются специальными руководящими документами, и их соблюдение нефтегазовыми компаниями необходимо для осуществления производственной деятельности. Соблюдение стандартов контролируется специальными государственными органами, тесное взаимодействие с **которыми является одним из условий успешней работы** нефтегазовых компаний (рис. 21.1). Процесс согласования (рис. 21.2) официальной документации для проведения геологоразведочных забот на территории Российской Федерации начинается с оформления лицензии на пользование недрами, и после прохождения целого ряда этапов согласования и утверждения завершается утверждением подсчета геологических запасов технико-экономического обоснования коэффициента нефтеизвлечения (ТЭО КИН).

Для выполнения геологоразведочных работ в России существует два вида лицензии на право пользования недрами:

- лицензия на геологическое изучение недр (тип НП выдаётся, сроком на 5 лет);
- лицензия на геологическое изучение недр с правом последующей добычи УВ-сырья (тип HR на 25 лет). Такую лицензию называют также «совмещенной» или «сквозной», поскольку она объединяет условия недропользования для геологоразведки и добычи.

Существуют и другие виды лицензии на параметрическое бурение и проведение ряда специальных исследований.

Приняв решение о выдаче лицензии на геологическое изучение какого-либо участка, Министерство природных ресурсов РФ публикует объявление, предлагающее заинтересованным компаниям подавать заявки на получение лицензии. Если компанию интересует данный участок, ей необходимо подготовить и совместно с заявкой направить в МПР (через Территориальное агентство по недропользованию) программу поисково-разведочных работ, сроки подготовки и представления в государственные органы отчётных документов.

При наличии предложения только от одной компании эта компания получает лицензию на геологическое изучение сроком на 5 лет при этом предложенная и согласованная с МПР программа ГРР включается в лицен-

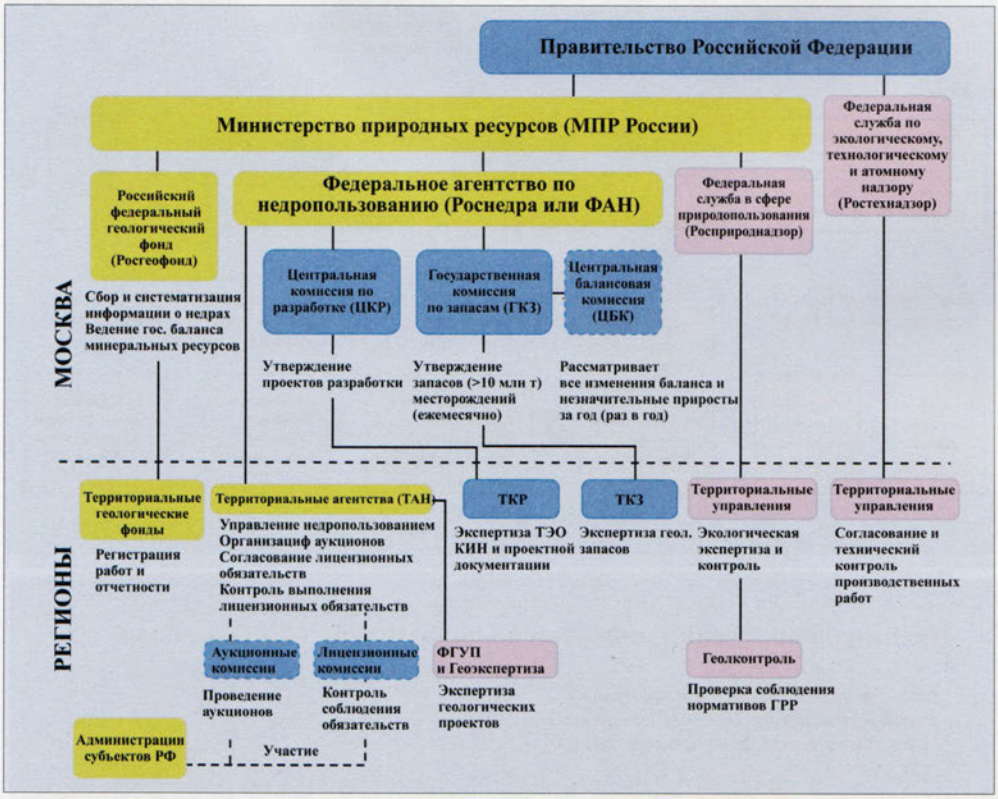
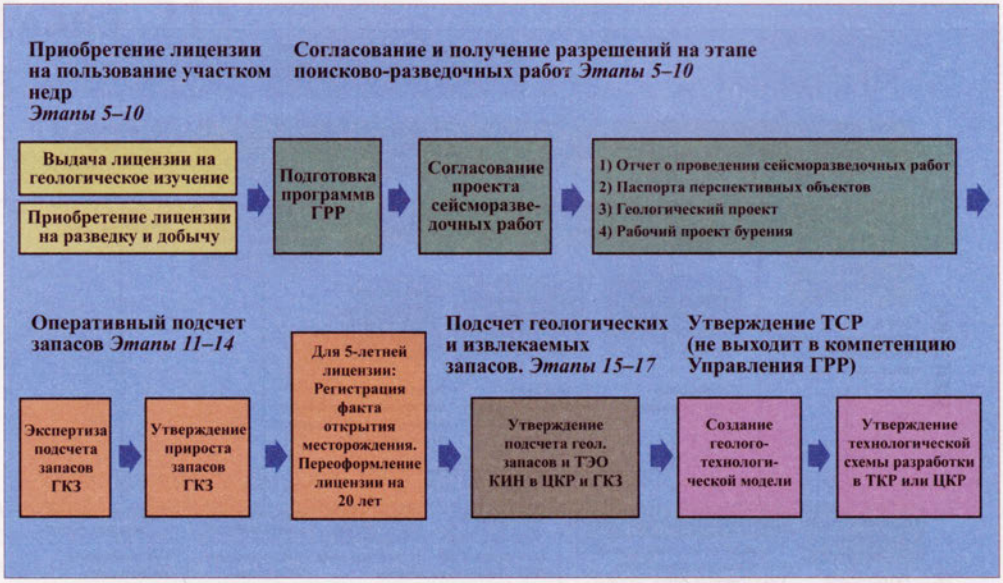


Рис. 21.1. Схема организации федеральных и территориальных органов недропользования, горно-технологического и экологического надзора

зионные обязательства. При наличии нескольких предложений от разных компаний участок выносится на аукцион. В этом случае предлагается к выдаче только сквозная лицензия сроком на 25 лет.

Лицензии на геологическое изучение оформляются сроком на 5 лет с возможностью продления еще на 1 год. В течение 5 лет недропользователь по результатам ГРР должен произвести и утвердить в МПР подсчет запасов, а также представить в территориальные органы недропользования отчет о результатах выполненных работ. По истечении срока действия лицензии она аннулируется. При положительном результате компания получает от МПР документ, удостоверяющий факт открытия ею месторождения, который даёт ей возможность приоритетного получения лицензии на разработку этого месторождения сроком на 20 лет (хотя окончательное решение о выдаче лицензии является прерогативой МПР).

Если принято решение о проведении аукциона, аукционная комиссия соответствующего Территориального агентства по недропользованию рассматривает представленные заявителями материалы, включающие технико-экономическое обоснование работ на участке и оценку его стоимости и принимает решение о допуске компании к аукциону. Компания, выигравшая аукцион, получает лицензию сроком на 25 лет на геологическое изучение с правом последующей добычи (этап геологического изучения обычно



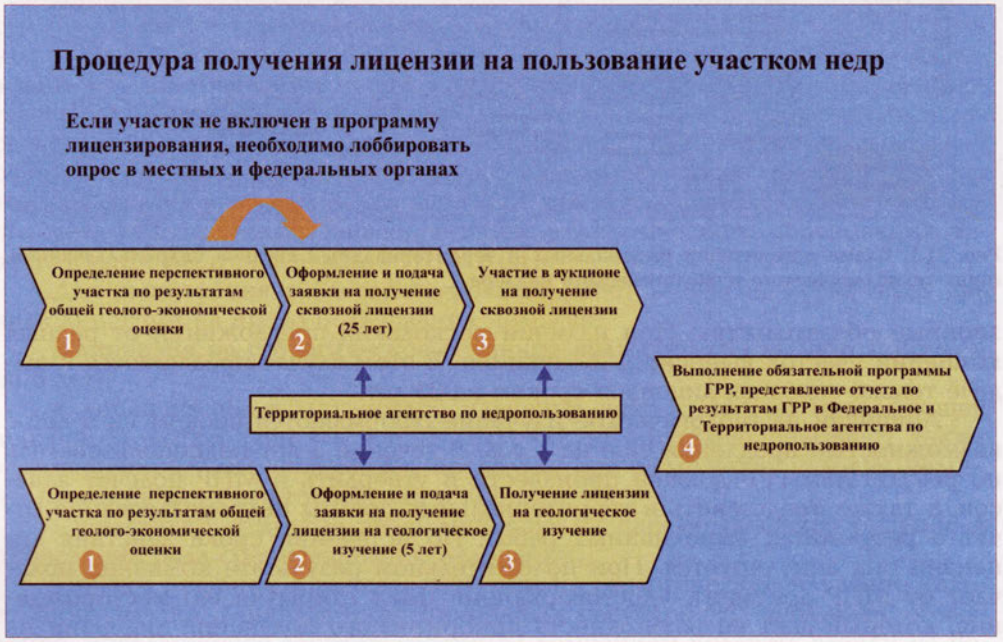
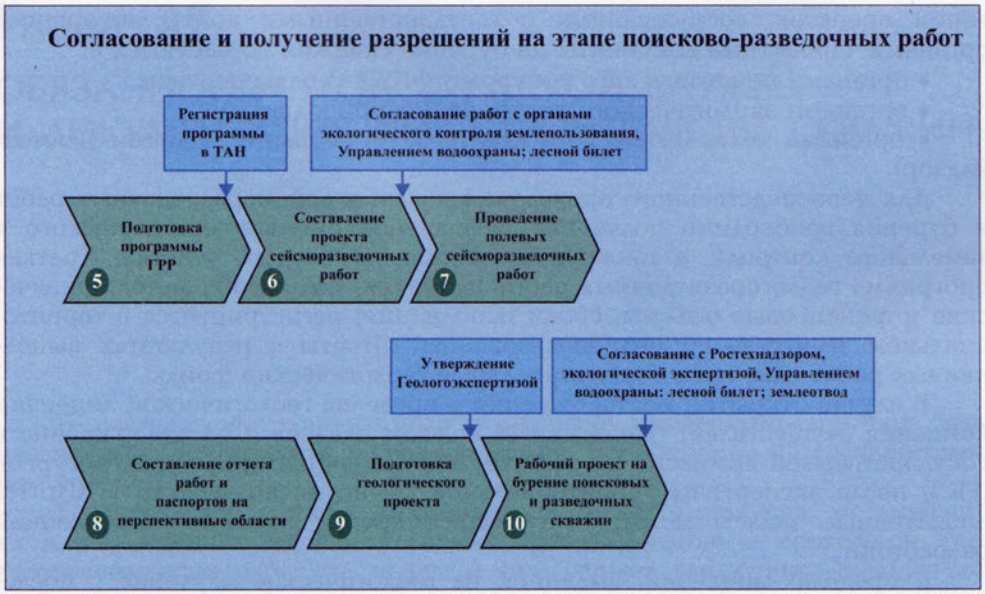
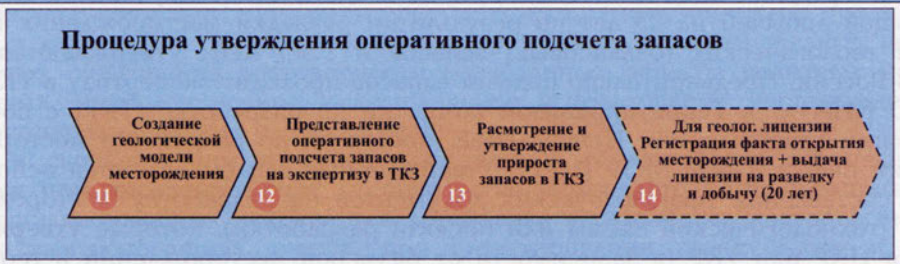


Рис. 21.2. Схема согласований ГРР с государственными органами

составляет 5 лет). Условиями лицензии оговаривается минимальная программа ГРР (количество скважин, которые необходимо пробурить, площадь сейсмической съемки или объем данных к переобработке). Кроме того, МПР определяет сроки ввода месторождений в опытно-промышленную и промышленную разработку.

Сейсморазведочные работы и поисковое бурение проводятся на осно-





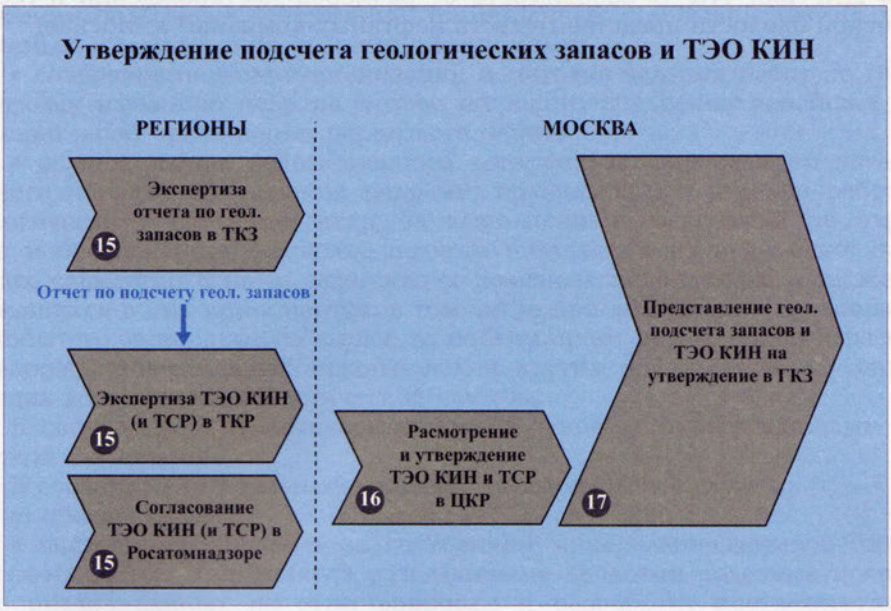


Рис. 21.2. Продолжение

вании проектов, согласованных с государственными контролирующими органами. Проектные документы на бурение скважин согласуются с:

- органами геологического контроля (ФГУП Геолэкспертиза);
- органами экологического контроля (Росприроднадзор);
- органами технологического контроля пользования недрами (Ростехнадзор).

Для непосредственного проведения полевых сейсморазведочных работ и бурения необходимо получение разрешения органов экологического и земельного контроля, а также пользователя земельного участка. Краткая программа геологоразведочных работ (заказчик, подрядчик, метод, физические и финансовые объёмы, сроки исполнения) регистрируется в территориальном агентстве по недропользованию. Отчёты о результатах выполненных работ сдаются в территориальные геологические фонды.

В случае открытия месторождения в пределах геологической лицензии компания осуществляет оперативный подсчёт запасов и их утверждение в Государственной комиссии по запасам Министерства природных ресурсов (ГКЗ) после экспертизы Территориальной комиссии по запасам (ТКЗ). На оперативные запасы может составляться проект опытно-промышленной разработки.

В пределах лицензии, выданной на геологическое изучение с последующей добычей на 25 лет по результатам разведки месторождения подсчёт геологических (балансовых) запасов и ТЭО КИН утверждаются на ГКЗ России. Предварительно подсчет запасов проходит экспертизу в ТКЗ, а ТЭО КИН — в Территориальной комиссии по разработке (ТКР) с последующим утверждением Центральной комиссией по разработке месторождений нефти и газа МПР (ЦКР). Утвержденные запасы являются основой для составления технологических документов на разработку месторождения (технологической схемы или проекта разработки), которые утверждаются ЦКР или ТКР (в зависимости от размеров месторождений и географической близости представительств нефтяных компаний к Москве).

Глава 22

ОБЯЗАННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ И ДОКУМЕНТАЦИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Геологическое изучение недр и развитие минерально-сырьевой базы независимо от источника финансирования, регулируется на государственном уровне.

Геологическая служба, организуемая на предприятиях, организациях и учреждениях, осуществляющих проектирование и проведение геологоразведочных работ на нефть и газ, решает следующие главные задачи:

- укрепление сырьевой базы предприятий по добыче полезных ископаемых, повышение достоверности разведанных запасов полезных ископаемых, наиболее полное и комплексное использование месторождений полезных ископаемых и охрана недр;
- своевременное и высококачественное геологическое обеспечение работ при проектировании, строительстве и реконструкции предприятий по добыче полезных ископаемых, доразведке и разработке месторождений полезных ископаемых, а также при проектировании, строительстве и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, и пользовании недрами в иных целях;
- совершенствование организации и методов ведения работ по геологическому изучению недр на основе широкого внедрения новейших достижений науки и техники и передового опыта;
- осуществление ведомственного контроля за соблюдением установленного порядка пользования недрами, правильностью ведения работ по геологическому изучению недр, за выполнением требований по охране недр и обеспечением наиболее полного извлечения из недр основных и других совместно с ними залегающих полезных ископаемых, а также содержащихся в них компонентов, в том числе при обогащении и переработке добытого минерального сырья; за соблюдением правил учета запасов и месторождений полезных ископаемых и других правил и норм, определяющих деятельность геологической службы.

В своей работе геологическая служба руководствуется законами Российской Федерации.

В соответствии с главными задачами геологическая служба:

а) обеспечивает:

- постоянный контроль за состоянием минерально-сырьевой базы и обеспеченностью предприятия разведанными запасами полезных ископаемых, анализ данных по этим вопросам и разработку соответствующих предложений; своевременную доразведку месторождений полезных иско-

паемых в целях уточнения количества и качества запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов, а также горнотехнических, гидрогеологических и других условий разработки месторождений полезных ископаемых;

• полноту геологического изучения недр при строительстве, реконструкции и эксплуатации предприятий по добыче полезных ископаемых и подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

• контроль за наиболее полным извлечением из недр основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых, за недопущением сверхнормативных потерь полезных ископаемых и выборочной отработки богатых участков месторождений, за выполнением требований по охране недр, по комплексному извлечению полезных компонентов из минерального сырья, за правильностью размещения извлекаемых из недр горных пород и полезных ископаемых и исключением их вредного влияния на окружающую среду, а также за соблюдением других требований, относящихся к деятельности геологической службы;

• разработку предложений по совершенствованию методов и технических средств осуществления работ по геологическому изучению разрабатываемых месторождений, по рациональному использованию полезных ископаемых и охране недр, внедрение в производство законченных научных разработок в этой области;

• своевременный учет состояния и движения запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов, учет и контроль за сохранностью попутно добываемых, временно не используемых полезных ископаемых и отходов производства, содержащих полезные компоненты;

• контроль за сохранностью разведочных горных выработок и буровых скважин, которые могут быть использованы при разработке месторождений и в иных народнохозяйственных целях, и ликвидацию в установленном порядке выработок и скважин, не подлежащих использованию;

• списание в установленном порядке с учета предприятий балансовых запасов полезных ископаемых, утративших промышленное значение, потерянных в процессе добычи либо не подтвердившихся при доразведке, эксплуатационной разведке и разработке месторождений;

• сохранность геологической и технической документации, образцов горных пород и руд, керна, дубликатов проб полезных ископаемых, которые могут быть использованы при дальнейшем изучении недр и разработке месторождений полезных ископаемых, а также при пользовании недрами в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых;

• пополнение геологической документации на момент завершения горных работ и сдачу ее в установленном порядке на хранение при ликвидации и консервации предприятий по добыче полезных ископаемых;

б) участвует:

• в разработке проектов строительства, реконструкции, консервации и ликвидации предприятий (участков) по добыче полезных ископаемых, доразведки и эксплуатационной разведки месторождений полезных ископаемых, горных отводов; планов развития горных работ, проектов и схем разработки месторождений нефти, газа и подземных вод, а также строительства, консервации и ликвидации подземных сооружений, не связанных с

добычей полезных ископаемых, и иных объектов, связанных с пользованием недрами;

• в подготовке при разработке годовых и пятилетних планов предложений по охране недр и рациональному использованию минеральных ресурсов, по повышению извлечения полезных ископаемых из недр и наиболее полному и комплексному использованию минерального сырья;

• в рассмотрении представляемых на заключение проектов кондиций на минеральное сырье для подсчета запасов полезных ископаемых;

• в приемке-передаче разведанных месторождений (участков) для промышленного освоения;

• в разработке норм потерь и разубоживания полезных ископаемых при их добыче, в определении и учете этих потерь;

• в работе по определению возможности использования отработанных горных выработок для удовлетворения потребностей народного хозяйства;

• в составлении установленной отчетности об объемах добычи и потерях полезных ископаемых, о полноте отработки запасов полезных ископаемых и состоянии горных выработок;

• в разработке, на основе изучения горно-геологических и гидрогеологических условий пользования недрами, мероприятия по безопасному ведению работ при пользовании недрами, по охране недр и окружающей природной среды, зданий и сооружений от вредного влияния горных работ;

• в подготовке и обосновании материалов на списание запасов полезных ископаемых, на ликвидацию и консервацию предприятий по добыче полезных ископаемых, в рассмотрении вопросов о представлении недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых, а также в рассмотрении и решении других вопросов, относящихся к деятельности геологической службы.

В соответствии с законом «О недрах» информация о геологическом строении недр, находящихся в них полезных ископаемых, условиях их разработки, а также иных качествах и особенностях недр, содержащаяся в геологических отчетах, картах и иных материалах, является собственностью заказчика, финансировавшего работы, в результате которых получена данная информация, если иное не предусмотрено лицензией на пользование недрами.

Право собственности на геологическую и иную информацию о недрах охраняется в порядке, установленном законодательством Российской Федерации для других объектов собственности.

Исполнитель имеет право использовать полученную в результате проведения работ информацию о недрах для научной и преподавательской деятельности, если при этом не затрагиваются коммерческие интересы заказчика, обусловленные договором.

Геологическая и иная информация, полученная за счет государственных средств, представляется по установленной форме в федеральный и соответствующий территориальный фонды геологической информации, осуществляющие ее хранение и систематизацию.

Порядок и условия использования указанной информации определяются органом управления государственным фондом недр в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Организации, предприятия и граждане, получившие геологическую и

иную информацию о недрах за счет собственных средств, представляют эту информацию или сведения о ней в федеральный и соответствующий территориальный фонды геологической информации и определяют условия ее использования.

Должностные лица обязаны обеспечить конфиденциальность информации во время ее сбора, хранения, передачи и иного использования.

Основным источником геологической информации в процессе поисково-разведочных работ на нефть и газ являются глубокие скважины. На стадии поисков бурение осуществляется в соответствии с проектом поискового бурения, в котором обосновывается система поискового бурения, количество поисковых скважин, их проектная глубина и целевые горизонты. В проекте по аналогии с соседними площадями рассматриваются геологические условия проводки скважин, характеристики промывочной жидкости, обоснование типовой конструкции и оборудования устья скважины, комплекс геолого-геофизических исследований, включая отбор керна и шлама, геохимические исследования, опробование и испытание перспективных объектов и лабораторные исследования.

На стадии разведки работы проводятся в соответствии с проектом разведки (доразведки) открытой залежи. В проекте разведки выделяются этажи разведки, определяются системы размещения разведочных скважин, их количество, глубина и очередность бурения. С учетом поискового бурения на площади уточняется конструкция скважины и оборудование устья, характеристика промывочной жидкости, комплекс геолого-геофизических исследований, интервалы опробования и проектируются методы интенсификации притоков.

Задачами геологической службы при реализации проекта поискового или разведочного бурения являются:

1. Определение места заложения проектных скважин.
2. Контроль за процессом бурения скважин.
3. Изучение геологического разреза скважины.
4. Геологический контроль за вскрытием пласта и процессом испытаний.
5. Документация полученной геологической информации.
6. Охрана недр при ведении геологоразведочных работ.

Привязка скважин на местности. Привязка проектных скважин на местности осуществляется топографо-геодезической службой по письменному распоряжению главного геолога предприятия, проводящего бурение. Распоряжение сопровождается выкопировкой из топографической карты, на которой показаны проектируемые скважины. Топографо-геодезическая служба определяет местоположение устья скважины на местности, фиксирует на местности знаком (железной трубой, столбом), на верхней части которого подписывается номер проектируемой скважины и дата ее закрепления. На акватории местоположение проектируемой скважины закрепляется буем с вехой.

Закрепленное местоположение проектируемой скважины фиксируется специальным актом. Если местоположение скважины изменяется более, чем на 5 м, то закрепляется новая точка, а старая ликвидируется. При этом в акте отмечаются причины изменения местоположения скважины.

Перед началом бурения еще раз определяются координаты и абсолютные отметки устья и ствола-ротора заложенной скважины, а по окончанию

бурения – верха колонны. Передача точек для строительства скважин оформляется специальным актом, составленным геологической службой предприятия.

Геологическое обоснование проекта бурения скважин (геолого-технический наряд (ГТН). ГТН – основной документ, которым руководствуется буровая бригада в процессе строительства скважины. Геолого-технический наряд состоит из двух частей: геологической и технической. В геологической части ГТН наносится проектный литолого-стратиграфический разрез. Указываются ожидаемые углы падения пород, конструкция скважины, проектный комплекс геолого-промысловых и промыслово-геофизических работ (глубины отбора грунта, шлама и проб бурового раствора, комплекса ГИС и интервалы его проведения). В ГТН показываются перспективные интервалы, методы их вскрытия и опробования в процессе бурения, интервалы перфорации колонн, данные об ожидаемых пластовых давлениях (рис. 22.1).

В технической части ГТН в соответствии с геологическими данными указываются тип и размеры долот, режимы бурения, параметры бурового раствора, методы испытания технического состояния обсадной колонны. Геолог, контролирующий бурение, должен тщательно следить за выполнением всех предусмотренных ГТН исследований. В процессе бурения ГТН уточняется по фактическим данным. Если, например, отобранного керна недостаточно для обоснования подсчетных параметров, задача геологической службы предусмотреть применение боковых грунтоносов (рис. 22.1).

На каждой бурящейся скважине ведется геологический журнал, в котором приводится подробное описание вскрываемого разреза и нефте-, газо- и водопроявлений в процессе бурения. В специальных разделах даются описания отобранного керна и шлама, замеры кривизны скважин, сведения о проходке, работе долот, параметрах глинистого раствора. При промыслово-геофизических и промыслово-геологических исследованиях в журнале записываются результаты работ по всем интервалам. Все отбираемые в скважинах образцы керна, шлама и пробы флюидов сопровождаются этикетками. Одновременно составляется ведомость образцов и проб, направляемых на анализ. Передача керна в кернохранилище или уничтожение керна оформляется специальным актом. Отдельные циклы работ на скважинах вплоть до ее консервации, ликвидации или передачи в эксплуатацию оформляются специальными актами.

Промыслово-геофизические исследования и опробование пластов в скважинах проводятся геофизическими партиями согласно договору и в соответствии с графиками промыслово-геофизических исследований. Заключения по геофизическим исследованиям вместе с каротажными диаграммами и акты испытания пластов пластоиспытателями направляются в экспедицию глубокого бурения, где хранятся в делах скважины.

Специфической является документация по авариям и осложнениям на скважине. По каждой аварии составляется объяснительная записка, акт об аварии и план мероприятий по ее ликвидации.

Ежедневно буровой мастер и геолог на скважине составляют и передают в экспедицию сводку работ по скважине за сутки. В суточном рапорте отражаются:

- глубина забоя на начало и конец вахты;

Предприятие **УТВЕРЖДАЮ**

ТИПОВОЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на скважину № **наименование площади**

Гл. инженер объединения
(подпись, инициалы, фамилия)

Гл. геолог объединения
(подпись, инициалы, фамилия)

Площадь
Скважина
Категории
Цель бурения
Проектная глубина
Проектный горизонт
Начало бурения
Окончание бурения
Продолжительность
Скорость бурения

Комплект бурового оборудования

Характеристика бурильных труб

Класс

Диаметр и толщина стенок труб, группа прочности стали

Длина комплекта

I **II** **III**

Глубина опрессовки бурильных труб во время бурения

Геологическая часть												Техническая часть												
Масштаб	Стратиграфия	Литологический разрез		Интервалы бурения с отбором керна, шлама	Преполагаемый угол падения пластов	Интервалы возможных осложнений, ожидаемые пластовые давления, давления поглощения	Конструкция скважины, высота подъема цемента, испытание на герметичность, интервалы и условия перфорации	Геофизические исследования скважины	Парметры промывочной жидкости и ее обработка	Крепость пород		Тип, размер и количество долот		Механическая скорость бурения	Число оборотов ротора, тип турбобура	Осевое давление	Число оборотов ДВС	Подача и давление насоса, диаметр втулок, число ходов насоса	Оснастка талевой системы	Подъем инструмента		Инструмент и скорость проработки, расширки скважины перед спуском колонны	Примечания
		Проектный	Фактический							По буримости	По трудности отбора керна	План	Фактически по данным скважины							Скорость	Количество свечей		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

Рис. 22.1. Типовой геолого-технический наряд

- использование рабочего времени;
- данные о работе турбобура;
- типы и размеры долота;
- работа оборудования и инструмента;
- вынос керна;
- наличие глинистого раствора; расход химических реагентов.

Геологическая служба большое внимание должна уделять правильности документации всего процесса бурения о каждой скважине составляются и хранятся следующие акты:

1) о заложении скважины и сдаче точки под бурение;

2) о начале и окончании бурения;

3) о спуске и цементировании колонн;

4) об испытании колонны на герметичность;

5) о результатах опробования пластов в процессе бурения испытателями пластов;

6) о перфорации колонны;

7) о результатах опробования скважин.

Заключение*

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЙ БАЗИС ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОГНОЗА, ПОИСКА И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Нефтяная и газовая промышленность России на рубеже двух веков оказалась перед невиданными вызовами, которые создают необходимость смены парадигмы технологического развития нефтегазового комплекса России. В настоящее время нефтегазодобыча в традиционных регионах, поставляющих основные объёмы нефти и газа, характеризуется:

- концентрацией нефтедобычи на месторождениях с высокопродуктивными запасами;
- резким уменьшением доли активных и увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти;
- снижением среднего коэффициента нефтеотдачи как по отдельным регионам, так и по стране;
- завершением эпохи месторождений-гигантов с уникальными запасами нефти и газа, эксплуатация которых началась в 60-е и 70-е годы прошлого века;
- стремительным истощением запасов дешёвого сеноманского газа традиционных месторождений Западной Сибири;
- исчерпанием нефтегазовых запасов на глубинах до 3 км.

Особенно трудное положение сложилось в настоящее время в нефтяной промышленности. Ни одной нефтедобывающей стране не приходилось решать в относительно короткий отрезок времени столь кардинальные и масштабные проблемы. Нас подвело, как всегда, наше богатство: это огромное число крупных и гигантских месторождений с легкой маловязкой нефтью, размещающейся в природных резервуарах с высокоёмкими коллекторами. Для подобных месторождений была создана тщательно отработанная технология поддержания пластового давления, что давало возможность оставлять «до лучших времён» часто очень крупные месторождения, но с параметрами, не позволяющими использовать эту технологию. И вот такие времена наступили, но они оказались не лучшими, особенно для реализации дорогостоящих технологий в условиях мирового финансового кризиса.

Естественное истощение традиционных месторождений, как правило, на глубинах, не превышающих 2000—3000 м, вызывает необходимость масштабного промышленного освоения глубин 3—5 км, а в некоторых регионах 5—7 км.

---

*Заключение написано академиком РАН А.Н. Дмитриевским.

Большие глубины — это более сложные горно-геологические условия, иная флюидодинамика, развитие изменённых катагенетическими преобразованиями коллекторов нефти и газа, это более высокие пластовые температуры и давления. Необходимы новые научно-технические и технологические решения как для обоснования нефтегазоносности глубин 7—10 км, так и для возможности реальной нефтегазодобычи с этих глубин. В последние годы накоплены убедительные доказательства достаточно широкого распространения энергоактивных и флюидонасыщенных зон в литосфере.

Механизм формирования энергоактивных зон Земли. Постоянное эндогенное энергетическое воздействие приводит к формированию пространственно-временных геологических структур, в которых происходит образование суммарного энергетического поля, названного автоволновым полем. При этом возможна:

- аккумуляция энергии, что приводит к формированию энергоактивных зон литосферы;
- трансформация энергии;
- диссипация с частичным накоплением энергии, что обеспечивает стабильность существования геологической структуры как диссипативной на потоке энергии и определяет время жизни таких структур.

Знание энергетики и динамики пространственно-временных геологических структур зон важно для решения задач нефтяной геологии и геофизики [Валяев Б.М. (1987) Дмитриевский А.Н. (1995)]. Они являются либо зонами генерации нефти и газа, либо транзитными зонами (коровыми волноводами — КВ), в которых происходит процесс накопления глубинных углеводородов.

Движущей силой указанных процессов является организованная в результате формирования локальных когерентностей энергия в дальнем инфракрасном диапазоне теплового спектра электромагнитного поля и гиперзвуковой части акустического спектра. С этим же диапазоном электромагнитного спектра связана энергия супрамолекулярных структур, приводящих, в конечном итоге, к минеральному синтезу углеводородов. В этом случае эмиссионные спектры террагерцевого диапазона имеют наибольшие амплитуды, так как локальные коллективные эффекты подкрепляются молекулярными спектрами.

Традиционные решения задач глобальной геодинамики, исходящие из теории конвективных потоков в мантии, основаны на построении структуры вязкопластических течений вещества в недрах Земли в геологическом масштабе времени. Эти построения учитывают в основном тепловые эффекты и диффузионно-конвективный способ передачи энергии и не описывают механизмы формирования энергоактивных зон в геологической среде. В задачах локальной геодинамики доминируют процессы кумулятивного характера, в которых проявляется собственная энергия геологической среды в тектонических и геофизических процессах. Для их решения требуются физико-математические модели нелинейных взаимодействий в системе физических полей, учитывающие накопленную энергию геологической среды.

Молекулярные спектры в диапазоне частот 0—1 Гц отражают кооперативные флуктуации, длительность которых лежит в макроскопическом диапазоне. Они становятся значимыми для реализации геодинамических процессов, если происходят синхронно в объемах геологических тел. Это

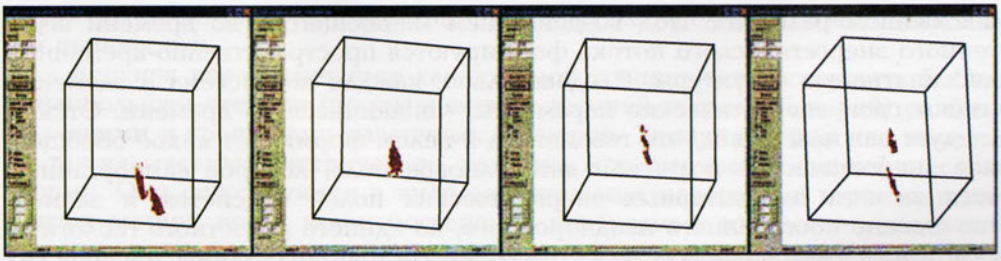
возможно при достижении фонового равновесия среды на основе длинноволнового флуктуационного электромагнитного поля.

Эндогенные энергические потоки приводят к формированию зон с избыточной энергией. В процессе эволюции происходит структурирование энергетического потенциала Земли, т.е. пространственно-временные формы ее энергетики состоят из различных элементарных звеньев: каналов и потоков энергии, очагов и энергоактивных зон. Энергоактивные зоны Земли формируются в результате взаимодействия геологической среды с потоками энергии и физическими полями различной природы. Это обусловлено спецификой локальной неоднородности ее вещественного состава, когда среда состоит из определенных структурных форм, микрорезонаторов, характеристики которых определяют спектр поглощения и излучения энергии этой средой. В этих зонах происходит аномальное поглощение энергии физических полей, диссипация энергии из этих зон в виде различных излучений, эмиссии, а также преобразования энергии внутри зоны, приводящие к автоволновой и автосолитонной динамике, нелинейной флюидодинамике и т.д.

ЭАЗ проявляют свою активность в физических полях. В частности, даже при малом (низкочастотном) воздействии от различных источников, которые постоянно присутствуют в недрах Земли, эти зоны начинают «светиться» в сейсмических и акустических диапазонах частот, вызывая сейсмоакустическую эмиссию. Природа эмиссии — трансформация собственной энергии среды в различные локально неустойчивые состояния, которые становятся источниками излучения при различных воздействиях. Это может быть реализовано: 1) в защемленных неравновесных состояниях, которые формируются во фрактальных структурах среды и при снятии сдерживающих факторов могут проявиться в динамике геосреды в виде импульсных источников упругих колебаниях; 2) в элементах структуры геосреды – резонаторах, аккумулирующих энергию по механизмам, аналогичным микроволновым биллиардам; 3) в автоколебательных структурах, формирующихся в капиллярных каналах, например, при несмешивающемся вытеснении нефти в пористых средах; 4) в структурах химического потенциала, которые представлены в молекулярных спектрах широкого частотного диапазона, включая террагерцы.

Метод эмиссионной сейсмической томографии позволяет наблюдать источники сейсмической эмиссии в объеме геологической среды в режиме реального времени. Он был разработан в ИФЗ РАН для наблюдения за удаленными источниками в низкочастотном диапазоне. Метод усовершенствован в ИПНГ РАН и адаптирован к анализу более высоких частот для исследования энергетического состояния геологической среды и энергетики месторождений нефти и газа. Стационарные ЭАЗ в литосфере проявляются в виде зон сейсмической эмиссии. Их существование обосновано пространственно-временной стабильностью картины распределения энергии микросейсмических колебаний. При этом источники эмиссии локализованы и характеризуются четкими параметрами.

При построении физико-математических моделей нелинейной динамики в ЭАЗ волнового (солитонного) и автоволнового (автосолитонного) типа учитываются связи между электромагнитными и сейсмоакустическими полями, между энергетическими параметрами химического потенциала геологической среды и ее флюидонасыщенностью. Уравнения солитонной динамики для огибающих сейсмического диапазона частот поля деформа-



–210 (*а*) –110 (*б*) –10 (*в*) 90 (*г*)

Рис. 1. Пассивный мониторинг нефтяного месторождения (Западная Сибирь) с использованием метода эмиссионной сейсмической томографии.
Сейсмоэмиссионные изображения среды для последовательных временных интервалов до (*а*, *б*), во время (*в*) и после (*г*) низкочастотного сейсмического события. Цифры – начало временного интервала в секундах относительно времени сильной низкочастотной фазы. Длина временного окна при расчёте изображения 100 сек. Ребро куба 6 км. Использована 60-канальная поверхностная площадная сейсмическая группа

ций, где энергия движения солитона подпитывается электромагнитным полем, имеют вид двойного нелинейного уравнения Шредингера. Метод эмиссионной сейсмической томографии позволяет фиксировать движения солитона в ЭАЗ (рис. 1). На рисунке виден медленно всплывающий внутри разломной зоны источник сейсмического излучения — солитон, свечение которого временно прекращается после низкочастотного возмущения, затем снова появляется спустя 20 минут, продолжая движение вверх с тех глубин, где пропало прежнее свечение. Этот эффект объясняется нарушением при низкочастотном воздействии когерентного фона высокочастотных сейсмоакустических колебаний, огибающей которых является солитон, в силу изменения параметров микрорезонаторов в структуре геологической среды. Скорость вертикального движения около 10 м/с, что на два порядка ниже скорости сейсмической волны и соответствует теоретически определяемой скорости солитона.

Иными свойствами обладают уединенные состояния — автосолитоны — в диссипативных неравновесных системах с динамикой флюидной компоненты, в которых процесс установления к равновесному состоянию носит не осциллирующий, а релаксационный характер. Они могут образовываться только при наличии подкачки энергии от внешнего распределенного источника, характеристика которого определяется эндогенными энергетическими потоками.

Механизм формирования флюидонасыщенных зон Земли. Геологические объекты — это открытые системы, развитие которых определяется глобальными процессами энергетики, дегазации и динамики Земли. Они представляют собой сложные системы, состоящие из многочисленных подсистем и элементов. Строение геологических систем определяется различными природными факторами, что отражается в структуре системы. Подсистемы и элементы единой целостной природной системы по-разному реагируют на одно и то же энергетическое воздействие. Одни из них аккумулируют энергию, другие реагируют изменением структуры и параметров, третьи, имеющие высокие барьерные свойства (низкую чувствительность), пропускают энергию, не задерживая и не изменяя ее. Все эти подсистемы и элементы единой целостной природной системы находятся в

постоянном развитии. Под воздействием меняющегося во времени эндогенного энергетического потока формируются пространственно-временные диссипативные структуры. Следовательно, каждая подсистема и элементы имеют свои энергетические параметры, меняющиеся во времени. Отсюда следует важный вывод, что геосистема в целом формирует некое обобщенное энергетическое поле, или автоволновое поле, которое самоорганизуется за счет элементарных энергетических полей подсистем и элементов сложно построенного неоднородного, но единого целостного геологического тела. Автоволновое поле отражает состояние системы физических полей данного геологического тела. Оно саморегулируется и саморазвивается под влиянием постоянно меняющегося во времени энергетического потока.

При флюидизации диссипативной гетерогенной геосистемы формируются конкурирующие энергетические и флюидные неравновесные, неустойчивые структуры, активность которых контролируется автоволновым полем.

Энергетическая и флюидная подпитка вызывает увеличение неравновесности и неустойчивости системы. Рост неустойчивости приводит к формированию флуктуаций, которые при увеличении энергетического и флюидного воздействия преобразуются в автосолитоны. Компромисс между энергией, флюидом и структурой среды приводит к формированию статических, пульсирующих или бегущих автосолитонов. Последующая энергетическая и флюидная накачка переводит уединенные состояния автосолитонного типа в новое структурное флюидно-энергетическое состояние. Реализация процессов флюидизации имеет свою специфику в каждой из подсистем и элементов сложной неоднородной геологической системы. Таким образом, автосолитоны — это диссипативные неравновесные структуры, образованные в результате конфликта энергетических и флюидодинамических процессов.

По-иному процессы флюидизации происходят в однородной геосистеме. В результате постоянного энергетического воздействия в нелинейных диссипативных однородных по строению геологических системах (подсистемах, элементах) формируются коллективные явления, что способствует их переводу в когерентное состояние. Когерентное состояние формирует энергетическую структуру геосистемы, которая препятствует флюидизации системы. Флюид стремится разрушить энергетическую когерентную структуру и увеличить флюидонасыщенность системы, а энергия, накопленная в геосистеме, препятствует реализации этого процесса. Флюидизация приводит к появлению флюидизированных очагов и росту неоднородности в геосистеме. Формирование неоднородностей в конечном счете разрушает когерентную среду геосистемы, чем обеспечивается полная флюидизация геологического тела.

Геофизическими работами на глубинах 10—25, 55—80, 110—120 км установлены флюидонасыщенные зоны, которые характеризуются инверсиями сейсмических скоростей, изменениями электропроводности и другими аномальными эффектами. В геосферных оболочках Земли на разных глубинах установлены слои пониженной вязкости. По-видимому, подобные «аномалии», или флюидонасыщенные зоны, к которым относятся коровые волноводы, астенолинзы, астенолиты, да и астеносфера в целом, образовались в результате эндогенного энергетического и флюидного воздействия, что привело к формированию пространственно-временных диссипативных

структур, активность флюидизации которых контролируется автоволновыми процессами.

Верхняя кора отличается характерной трещиноватой структурой. Она в наибольшей степени (по сравнению с нижней и средней корой) разбита разломами и трещинами различных размеров. Типичными для нее являются так называемые листрические, разломы, которые имеют специфическую форму. Они фиксируются в виде вертикальных разломов в верхних горизонтах земной коры, затем постепенно переходят в горизонтальное положение и часто приобретают трещиноватую структуру. Трещиноватые слои обладают особыми свойствами. К ним относятся пониженные сейсмические скорости и повышенная электропроводимость. Сейсмические волны распространяются в них как в волноводах. Отражаясь от верхней и нижней границ волновода, волна может пройти большое расстояние, не затухая. Трещиноватые слои, расположенные на глубинах от 10 до 25 км, носят название коровых волноводов и условно выделяются как «верхняя астеносфера». Аналогичные горизонтальные слои с аномальными свойствами обнаружены сейсмическими методами в литосфере («нижняя астеносфера»).

Трещиноватая структура верхней коры определяет высокую насыщенность водными и водогазовыми флюидами, которые содержат растворы минералов и УВ. Вода может находиться как в связанном, так и в свободном состояниях. Высокое насыщение водой и другими флюидами, несомненно, сказывается на всех геологических процессах верхней коры.

Механизм наполнения флюидами трещиноватых слоев коровых волноводов обеспечивается автоколебательными или автоволновыми процессами. Для их возникновения требуются два условия. Во-первых, необходим источник энергии, а, во-вторых, некоторое «устройство», которое преобразует поток энергии в автоколебательный режим. Источник глобальной энергии, питающий все тектонические процессы, известен. Это – конвективные процессы в мантии. Они приводят в движение литосферные плиты, двигают материки, создают горные системы и вызывают разрушительные землетрясения. Тектонические движения коры обладают достаточно большой энергией для того, чтобы создавать трещиноватые слои и разломы и закачивать в них флюиды.

Реализация автоволновых и автоколебательных процессов осуществляется за счет локальной эндогенной энергии. Механизм многих колебательных движений в волноводах и разломах связан с взаимодействием флюидов с трещиноватой средой. Причина взаимной связи механических движений по разломам с миграцией флюидов состоит в том, что при сдвиге по разлому трещиноватость (т.е. размер и число трещин), а также объем трещинно-порового пространства, насыщенного флюидами, возрастает. Данное явление называется дилатансией. Дилатансия приводит к снижению порового давления, что, в свою очередь, влияет на процесс наполнения флюидами коровых волноводов.

Из анализа экспериментальных данных следует, что трещиноватая среда коровых волноводов, содержащая флюид, не может выдерживать достаточно долго вес вышележащих слоев. Поэтому волноводы должны были бы за достаточно короткое геологическое время уменьшить объём пустотного пространства, а флюид, содержащийся в коровом волноводе, отжаться и отфильтроваться в верхние горизонты коры. Сам факт наличия коровых волноводов в течение длительного времени означает, что действу-

ет некоторый механизм, периодически возобновляющий их существование. Предложен механизм автоколебаний, который выполняет эту функцию.

Энергетическое воздействие приводит к дилатансионному расширению (т.е. к увеличению объема трещин) в коровом волноводе, что сопровождается нагнетанием флюидов в коровый волновод. При уменьшении степени энергетического воздействия наступает следующая фаза — консолидация волновода с отжатием флюидов наверх. Эта фаза завершает цикл автоколебаний, который затем периодически повторяется.

В этой модели действуют два конкурирующих флюидодинамических процесса — компакция и дилатансионное расширение. Их взаимодействие поддерживает волновод в состоянии динамического равновесия. Это равновесие проявляется в виде некоторого колебательного или волнового движения, в котором чередуются оба процесса. Волнообразные движения охватывают области континентальной коры размером порядка тысяч километров, т.е. размеров самих волноводов.

Периодически двигаясь вверх от волноводов, флюиды как бы промывают насыщенные УВ и минеральными веществами осадочные слои и создают предпосылки для образования месторождений нефти и газа. При движении флюидов в фазе компакции из волноводов вверх они упираются в непроницаемые покрышки, формируют месторождения нефти и газа и часто создают аномально высокие пластовые давления (рис. 2).

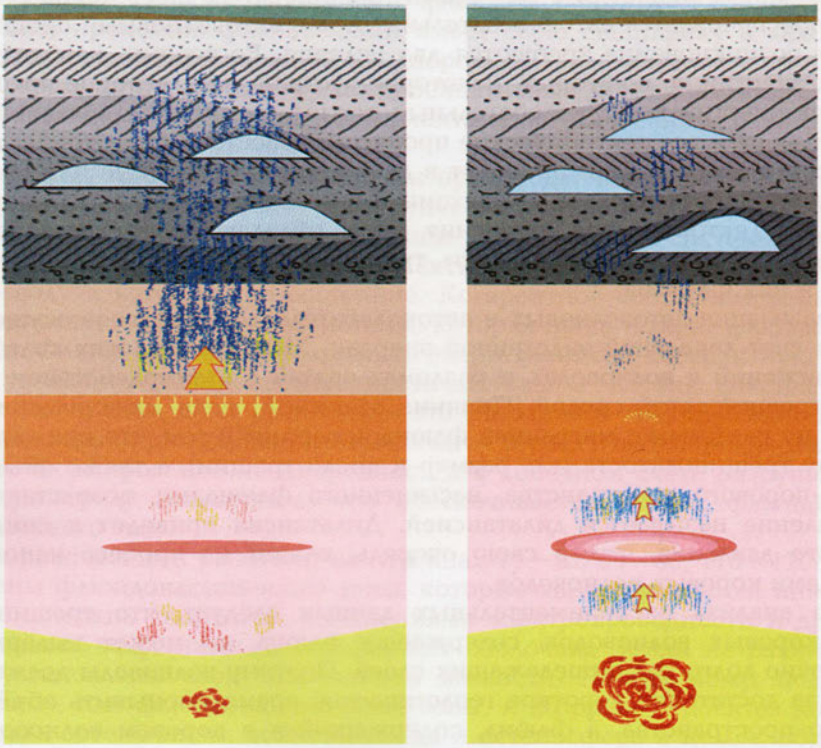


Рис. 2. Процессы дилатансии и компакции в коровом волноводе

Таким образом, возникновение колебательных (автоволновых) процессов в волноводе связано с самим фактом их существования. Главное геологическое следствие этих колебаний заключается в чередовании режимов дилатансии и компакции в коровых волноводах, которое охватывает практически все области континентальной коры. Поскольку все флюиды (в том числе и водные) являются очень активным агентом, то указанный круговорот качественно влияет на многие геологические процессы, осуществляя транспорт вещества верхней коры, его преобразование и концентрацию.

Аналогичные автоколебания возникают и в разломах [А.Н. Дмитриевский, И.Е. Баланюк, Л.Ш. Донгарян и др. 2003]. Колебания в них, сопровождаемые движением флюидов, протекают быстрее, чаще и с меньшей амплитудой (рис. 3).

Данными многоволнового глубинного сейсмического профилирования (МГСП) установлена устойчивая корреляция местоположений глубинных сейсмических аномалий (мантийных и коровых) и зон размещения крупных и гигантских месторождений нефти и газа в осадочном чехле (Н.К. Букин, А.Д. Щеглов, А.В. Егоркин и др. 1999).

Были изучены особенности строения земной коры и верхней мантии в зонах размещения 30 газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений восьми нефтегазоносных провинций. Наиболее представительный материал получен по районам размещения газовых и газоконденсатных скоплений. Среди них уникальные месторождения Прикаспийской впадины (Астраханское, Карачаганакское, Оренбургское) и Западной Сибири (Медвежье, Заполярное, Уренгойское, Ямбургское).

Под этими месторождениями на глубинах 110–120 км и 50–85 км установлены сейсмические аномалии, которые характеризуются пониженны-

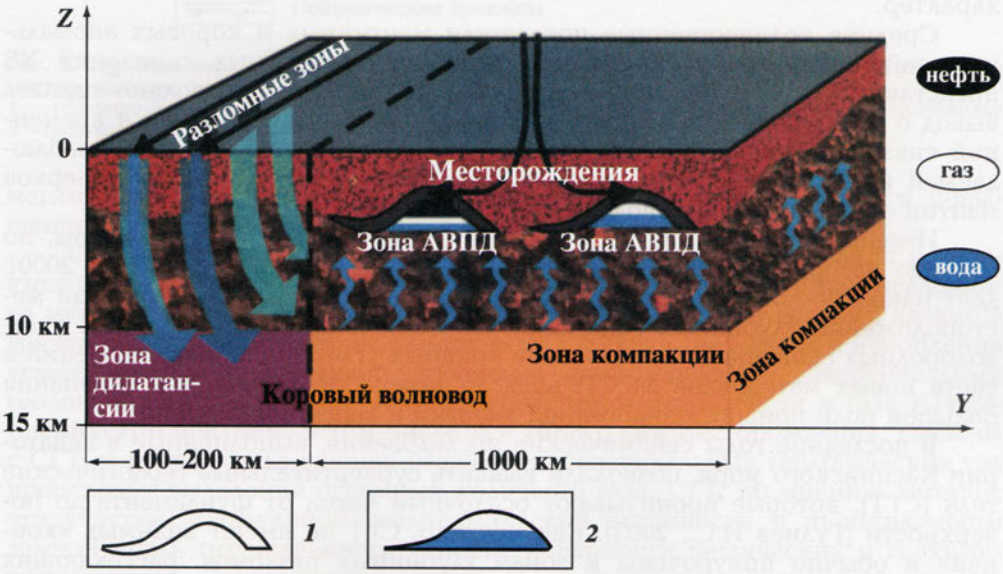


Рис. 3. Автоколебания в коровом волноводе, рассекаемом разломом.
Залежи УВ: *1* – нефти; *2* – газа, стрелки – направления движения флюидов во время фазы компакции над волноводом

ми скоростями, антиклинальной формой верхнемантийных сейсмических границ. Под некоторыми месторождениями (например, Ямбургское газоконденсатное месторождение) установлено наличие трех волноводов. Отмечена разница в скорости v_P^M (кровля мантии) между зонами размещения газовых и нефтяных месторождений. Фиксируя общее понижение скоростей под месторождениями углеводородного сырья, можно отметить, что по газоносным объектам (20 месторождений) в 95 % случаев скорость v_P^M равна 7,90 – 8,20 км/с, тогда как по нефтеносным объектам (25 месторождений) в 65 % определений скорость v_P^M равна 8,30 – 8,70 км/с. При этом толщина верхнемантийного слоя составляет 15 – 20 км, а толщина астенолинз 40 – 70 км.

Установлены сейсмические аномалии, связанные с так называемыми доменами, которые имеют горизонтальную протяженность $n \cdot 10$ км. Они размещаются в пределах условно выделяемой кристаллической земной коры между сейсмическими границами Ф и М.

Отмечается сквозной характер сейсмических аномалий. Это – средне-нижнекоровые домены толщиной 4 – 10 км и коровые сейсмические волноводы. При этом подчеркивается, что наибольшее значение имеют нижнекоровые, в том числе базальные сейсмические волноводы, которые характеризуются высокими скоростными контрастами, достигающими на уровне границы М значений 10 – 18 %.

В пределах Уренгойского месторождения отмечена контрастная неоднородность верхней мантии. Здесь установлен «раздув» верхнего мантийного волновода, что привело к тому, что он непосредственно соприкасается с подошвой базального корового слоя (рис. 4). Отмечается наличие субвертикальных скоростных контактов, которые иногда имеют транскоровый характер.

Средние количественные показатели мантийных и коровых аномальных сейсмических зон и районов размещения крупных скоплений УВ представляют собой бесспорно установленный факт и позволяют сделать вывод о возможности существования генетической, а возможно, и временной связи процессов формирования и последующей консервации наблюдаемой ныне структуры упругих свойств кристаллической коры и верхов мантии с процессами углеводородонакопления в перисфере Земли.

Именно вертикальная миграция УВ из глубинных зон литосферы, по мнению авторов [Дмитриевский А.Н., Каракин А.В., Баланюк И.Е., 2000], дает наиболее логичное объяснение описанным выше данным о связи местоположений глубинных сейсмических аномальных зон и крупных углеводородных скоплений. Образование крупных углеводородных скоплений в свете новых материалов МГСП вряд ли можно объяснить без признания большой роли привноса эндогенной энергии и вещества.

В последние годы сейсмические исследования, выполненные в акватории Каспийского моря, позволили выявить субвертикальные геологические тела (СГТ), которые пронизывают осадочный чехол от фундамента до поверхности [Гулиев И.С., 2003]. Как правило, СГТ не имеют видимых «корней» и обычно приурочены к зонам глубинных разломов, рассекающих Южно-Каспийскую впадину на крупные блоки. Наиболее крупные субвертикальные тела имеют диаметр от 3–4 до 10 км и высоту от 8–10 до 20 км. Субвертикальные тела отражаются в гравитационных и электро-

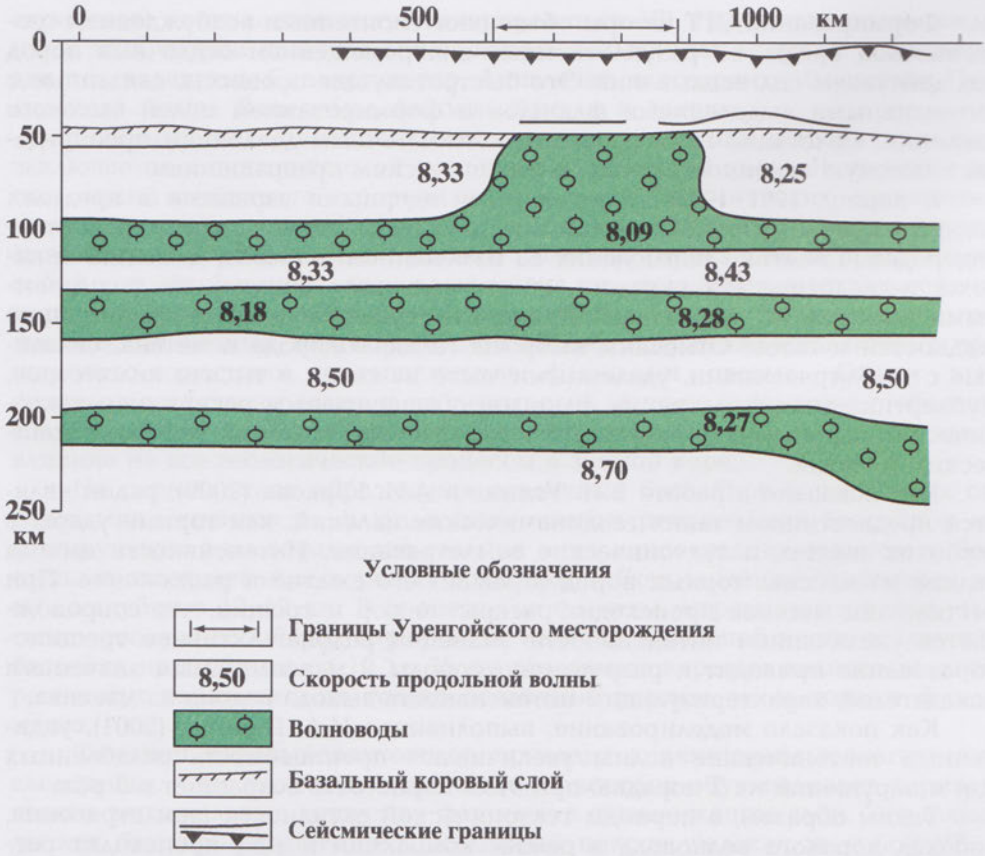


Рис. 4. Строение верхней мантии под районом размещения Уренгойского газоконденсатного месторождения:
1 – границы Уренгойского месторождения; *2* – скорость продольной волны; *3* – волноводы; *4* – базальный коровый слой; *5* – сейсмические границы

магнитных полях отрицательными аномалиями и характеризуются повышенной радиоактивностью.

СГТ представляют собой сложные геологические образования и являются зонами выхода на поверхность флюидов и разуплотненного осадочного материала. Наиболее масштабным проявлением этого явления является грязевой вулканизм. Авторы делают вывод о связи генерации и накопления углеводородов с динамикой процессов формирования субвертикальных геологических тел. Свыше 70 % всех месторождений нефти и газа Южно-Каспийской впадины, в том числе все гигантские месторождения, связаны с СГТ, и почти всегда в зонах развития субвертикальных геологических тел происходит выделение огромных количеств газа. СГТ, по мнению авторов, это участки повышенной геодинамической активности и проницаемости земной коры, отражающиеся в нестационарности физических и геохимических полей. Такие участки являются зонами аккумуляции энергии различных источников. Это предполагает максимальную интенсивность протекания физико-химических процессов в этих зонах по сравнению с окружающими породами.

Формирование СГТ авторы объясняют спонтанным возбуждением геологической среды, ее разуплотнением и перемещением осадочных пород под действием сил всплывания. Это быстротекущие процессы, связанные с интенсивными выделениями флюидов и формированием полей высокого давления. Сочетание газонасыщения с избыточным давлением преопределяет высокую склонность среды к реологическим превращениям.

В период 1981–1986 гг. подземными ядерными взрывами в пределах соляных куполов Прикаспийской впадины были созданы хранилища углеводородов. 15-летние наблюдения за изменением устьевых давлений и капежа технологических скважин, обеспечивающих мониторинг за подземными емкостями, позволили установить субвертикальную фильтрацию жидкостей и газов. Отмечены выбросы гелия, водорода и метана, связанные с землетрясениями, удаленными часто на сотни и тысячи километров. Субвертикальная фильтрация флюидов обеспечивается раскрытием тектонических нарушений в результате землетрясений и других сейсмотектонических событий.

Как показано в работе В.И. Уткина и А.И. Юркова (2009), радон является предвестником таких геодинамических явлений, как горные удары в глубоких шахтах и тектонические землетрясения. Интенсивность выхода радона из массива горных пород отражает его сжатие и растяжение. При растяжении массива происходит раскрытие пор и трещин, что сопровождается увеличением интенсивности эманации радона. Активное трещинообразование приводит к разрушению породы и максимальным значениям показателей, характеризующим интенсивность выхода радона из массива.

Как показало моделирование, выполненное И.А. Гарагаш (2001), уединенные тектонические волны увеличивают проницаемость ослабленных зон и нарушений на 2 порядка, при этом пористость возрастает в 5 раз.

Таким образом, в периоды тектонической активности (землетрясения, переход корового волновода в режим компакции и т.п.) происходит раскрытие тектонических нарушений, увеличение проницаемости ослабленных зон, активизация процессов фильтрации флюидов, что приводит к растворению аутигенных минералов и увеличению матричной пористости пород.

Механизм формирования гигантских скоплений нефти и газа. Изменение взглядов на понимание процессов нефтегазообразования произошло на рубеже 80-х годов XX в., когда появились принципиально новые материалы о строении земной коры, верхней и нижней мантии, полученные в результате исследований Мирового океана, сверхглубокого бурения и глубинного сейсмического зондирования. Эти представления легли в основу учения о тектонике литосферных плит и динамике Земли.

В настоящее время уже детально обосновано и доказано существование процесса поддвига плит, при котором океанское дно продвигается под островные дуги и активные окраины континентов, что дает возможность понять механизм возникновения предгорных прогибов, региональных надвигов (обдукции) и геосинклинальной складчатости; все эти связанные между собой процессы вызываются единой причиной – коллизией литосферных плит, надвиганием островных дуг на пассивные окраины континентов. Следует также отметить, что под островные дуги затягиваются значительные массы осадков с большим содержанием органического вещества.

Изложенные данные позволяют сделать важный вывод о том, что в зонах конвергенции литосферных плит под островными дугами и активными

окраинами континентов могут генерироваться УВ. Надежным подтверждением этой теории является обнаружение в 80-х годах залежей углеводородов под надвигами Скалистых гор, Аппалачей, в осадочных бассейнах Персидского залива, Венесуэлы, Алжира, Канады и Аляски.

Еще один из важнейших выводов теории тектоники литосферных плит заключается в тектонической расслоенности земной коры. Результаты исследований глубинного строения земной коры (сейсмических, магнитотеллурических исследований, а также данные сверхглубокого бурения) показывают, что кора обладает сложной слоистой структурой и представляет собой «слоеный пирог», составленный из чередующихся жестких сейсмически прозрачных и непрозрачных податливых слоев. По комплексу геофизических данных податливые слои (волноводы) отождествляются с трещиновато-пористыми, насыщенными флюидами слоями. Объем этих флюидов достаточно велик и по некоторым данным соизмерим с объемом вод Мирового океана. Такое количество воды оказывает значительное влияние на все геологические процессы в земной коре.

На первом этапе образования осадочных бассейнов в пассивных окраинах континентов во флюидодинамическом режиме этих бассейнов доминирующую роль играют два явления – это консолидация осадочного бассейна и автоколебания коровых волноводов. Консолидация охватывает зону до глубин в 10–12 км. В процессе ее флюиды устремляются вверх, частично унося с собой растворенные в них УВ. В нижней части осадочного бассейна на глубинах от 10 до 25 км возникают коровые волноводы, которые могут охватывать не только осадочные породы, но и породы фундамента.

Феномен коровых волноводов приводит к некоторым геологическим следствиям. Сам факт существования волноводов обусловливает периодические вертикальные движения флюидов в вышележащие слои. Эти флюиды как бы «промывают» весь осадочный покров, увлекая за собой УВ. В итоге УВ, рассеянные первоначально по всей толще осадочных пород, концентрируются в ограниченных зонах, образуя скопления.

Второй важный фактор состоит в том, что волноводы обладают особыми реологическими свойствами. Вязкость их много меньше вязкости окружающих их пород. Когда в процессе субдукции двигающаяся плита «наезжает» на зону волновода, то условия субдуцирования резко улучшаются. Волновод играет роль «смазки» для двигающихся плит. Это обстоятельство чрезвычайно важно как с точки зрения геодинамики зон субдукции, так и с точки зрения флюидного режима и миграции УВ.

На третьем этапе наибольший интерес вызывает движение флюидов из зон субдукции. В режиме компакции многофазный флюид отжимается вверх. Режим компакции развивается на фоне медленных процессов, длящихся десятки миллионов лет, и характеризуется вязкими деформациями скелета волновода. Как известно, в зоне субдукции происходят интенсивные сейсмические процессы. При сейсмическом сотрясении на короткое время открываются трещины, что приводит к перераспределению порового давления и вызывает интенсивный переток флюидов. Эти быстрые процессы сопровождаются упругими деформациями скелета. Они резко ускоряют процесс концентрации и сегрегации флюидов и их подъем. Образование и наполнение месторождений углеводородов в значительной степени связано с быстрыми процессами.

На заключительном этапе развития бывшего осадочного бассейна,

ставшего элементом зоны субдукции, начинается миграция флюидов из этой зоны вверх. Эта миграция длится многие миллионы лет и состоит из нескольких взаимосвязанных процессов. Затянутые в зону субдукции осадки содержат значительное количество свободной и связанной воды, а также УВ. Количество свободной воды пополняется за счет дегидратации океанической коры и осадочных пород. Эти флюиды движутся в основном вдоль зоны субдукции по сообщающимся трещинам и разломам. Легкие фазы УВ в виде газа обладают высокой проникающей способностью и идут не по наклонной плоскости субдукции, а непосредственно вверх, образуя газоносные скопления в тыловой части островной дуги.

При изучении Прикаспийского бассейна использованы флюидодинамические модели, описывающие консолидацию осадочных бассейнов, автоколебательные процессы в коровых волноводах и флюидодинамические процессы эволюции осадочных бассейнов в различных геодинамических зонах. Модель быстрых пороупругих процессов позволяет объяснить, каким образом рассеянные углеводороды концентрируются в месторождениях, занимающих относительно небольшие объемы. Впервые осуществлено прямое численное моделирование продвижения газофлюидодинамических фронтов на примере нефтегазоносных бассейнов Каракульско-Смушковской зоны и Астраханского свода. Анализ расчетных баз данных позволил выделить основные гидродинамические механизмы формирования залежей УВ в осадочных бассейнах (без гидроразрывов): первичный пробой, реверсивный (колебательный) и диссипативный (диффузионный) механизмы.

В реверсивном режиме УВ-залежь существует в слоистом флюидоупоре, как это наблюдается в Астраханском своде, в цикле собственных колебаний, связанных с разномасштабной динамической инерцией флюидов в процессе их гравитационного взаимозамещения. Период таких колебаний соизмерим с временем эксплуатации месторождения. Классификационная картина позволяет установить общее качественное понимание гидродинамического поведения флюидов в осадочных бассейнах.

Предложенные численные модели служат эффективным средством интеграции геологических и геофизических данных и позволяют прояснить наиболее слабое звено в существующих на сегодняшний день различных представлениях о механизмах миграции и концентрации углеводородных флюидов [Дмитриевский А.Н., Повещенко Ю.А., Баланюк И.Е. и др., 2002].

Для гидродинамического численного анализа (программа «ТЕКОН») использован разрез протяженностью примерно 1000 км от юго-западной надвиговой зоны кряжа Карпинского, протянувшийся через зону дислокации Каракульско-Смушковской зоны на северо-восток через Астраханский массив. Цель такого анализа заключалась в использовании программы «ТЕКОН» для иллюстрации динамики продвижения флюидов по разломной зоне и зоне дислокации, а также заполнения и формирования гигантского Астраханского месторождения и выделения прогнозных зон (рис. 5).

Образование и развитие гигантского Астраханского месторождения связано с движением флюидов по разломам, трассирующим надвиги кряжа Карпинского. Источником всех движений является горизонтальное напряжение в коре и литосфере, которое создается в результате глобальных геодинамических процессов, определяемых конвективными движениями в мантии. Характер флюидных процессов в глубоких разломах зависит от последовательно чередующихся процессов дилатансии и компакции в них. Расчеты показали, что при сдвиге в режиме дилатансии возникают такие

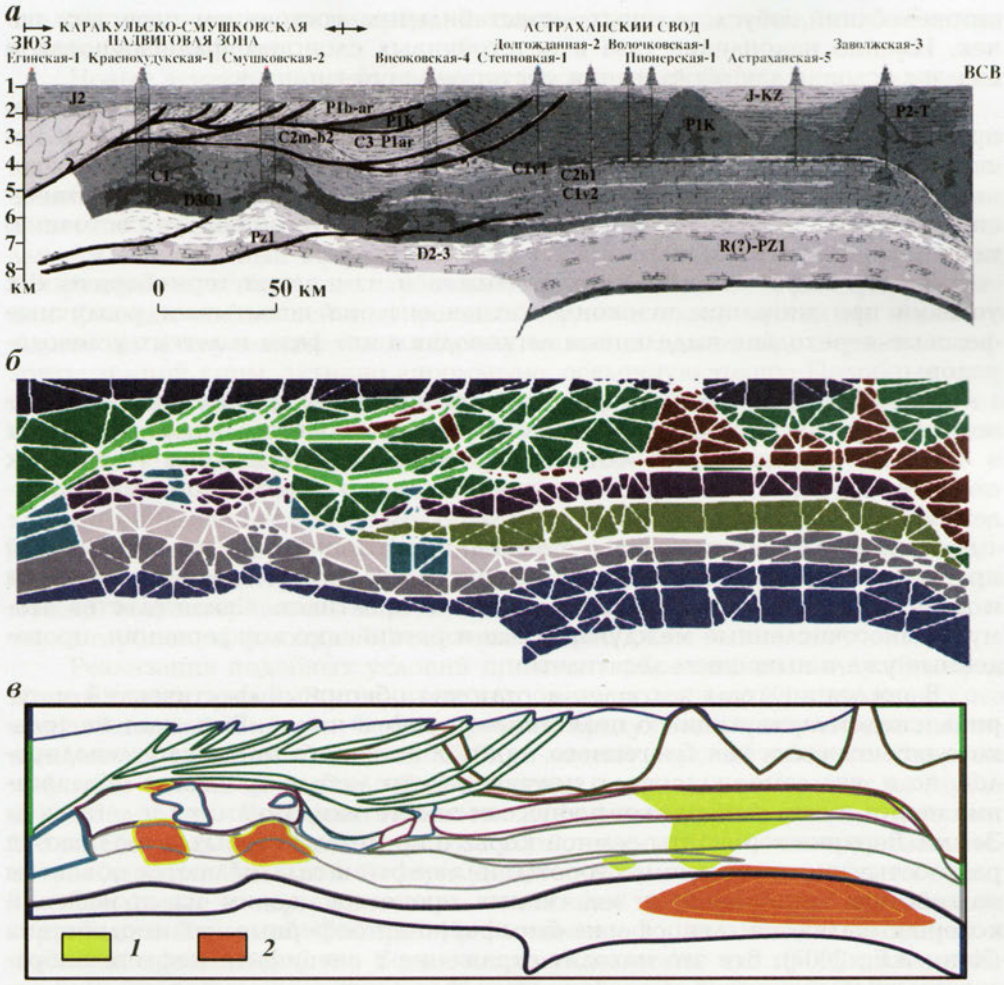


Рис. 5. Модель движения газообразных УВ-флюидов по зонам повышенной проницаемости через Каракульско-Смушковскую надвиговую зону и Астраханский свод:
а – геологический профиль; *б* – сетка аппроксимации по геологическому профилю; *в* – рассчитанные программой «ТЕКОН» скопления УВ: *1* – промышленные; *2* – перспективные

отрицательные давления, которые создают мощный эффект нагнетания флюидов. В результате автоколебательных процессов в этих разломных зонах флюиды из разломов устремляются в окружающий массив пород. Сами массивы горных пород, образующие тела надвигов, являются малопроницаемыми. Однако в них есть проводящие ослабленные зоны, по которым происходит движение флюидов. В случае многофазного флюида эти движения являются достаточно сложными и претерпевают несколько стадий развития.

Первая стадия соответствует обычной фильтрации многофазного флюида, которая во многом аналогична движению однофазного флюида. Затем происходит пробой газовой фазой и наступает стадия реверсионных

автоколебаний, обусловленных метастабильным состоянием слоистых пачек. Именно накопление газа в неустойчивых слоистых флюидоупорах и создает условия для образования месторождений-гигантов.

Среднедевонский комплекс Астраханского свода находится на глубине примерно 6,5 км, в то время как метастабильные слои располагаются несколько глубже (примерно на глубине 7,5–8,0 км). Они играют роль накопителя газа, который поступает в Астраханский массив. Термодинамические условия на этих глубинах соответствуют неустойчивому состоянию газоконденсатной системы.

В результате тектонических подвижек и изменения термобарических условий при миграции газоконденсатная система испытывает различные фазовые переходы с выделением легкоподвижной фазы и легких углеводородов.

Предложенная концепция движения флюидов и образования углеводородных месторождений основана на автоколебательных процессах в коровых волноводах и объясняет механизм образования гигантских скоплений УВ на примере Астраханского газоконденсатного месторождения.

Полигенез нефти и газа. Уже на протяжении многих десятилетий проблемы генезиса нефти и газа являются предметом горячих дискуссий и привлекают внимание ведущих ученых и практиков. Свидетельство этому — многочисленные международные и российские конференции, проведенные уже в нынешнем десятилетии.

В последние годы накоплен достаточно обширный фактический материал, свидетельствующий о полигенности нефти и газа. Речь идет не только о возможности как биогенного, так и абиогенного генезиса углеводородов, но и, что самое главное, о подчиненности любых процессов образования нефти и газа глобальным процессам энергетики, динамики и дегазации Земли. Верхние горизонты земной коры, в пределах которых размещаются разрабатываемые сегодня месторождения нефти и газа, являются объектом воздействия экзогенных и эндогенных процессов, одним из проявлений которых являются атмосферно-биосферно-литосферные взаимодействия (Хаин В.Е., 2007). Все это находит отражение в специфике нефтегазообразовательных процессов и особенностях формирования месторождений углеводородов. В концепции полигенеза определяющая роль в реализации процессов нефтегазообразования отводится энергетическому и флюидному потенциалу Земли. В самом деле, эндогенные энергетика и флюидодинамика являются определяющими факторами как в созревании органического вещества (ОВ), образовании микронефти и сборе ее в залежи, так и в минеральном синтезе углеводородов. Более того, эти процессы обеспечивают сосуществование в месторождениях и нефти органического происхождения, и глубинных углеводородов.

Нефть полигенна по своему составу. Она содержит как производные, образовавшиеся при разложении и преобразовании некогда живого вещества, так и продукты дегазации Земли. Механизмы образования нефти имеют явно выраженный полигенный характер. Даже преобразование органических остатков возможно только при сочетании бактериального процесса с действием химических и физических факторов. Полигенны и неуглеводородные компоненты (микроэлементы, металлы), входящие в состав нефти. Одни пришли в нее вместе с ОВ (так называемые биогенные элементы по А.П. Виноградову), другие были «заимствованы» из минерального

скелета природного резервуара и пластовых вод, третьи — глубинные абиогенные элементы.

Новые аспекты формирования месторождений нефти и газа выявлены при изучении энергоактивных и флюидонасыщенных зон литосферы.

Как было показано выше, изменение интенсивности энергетического воздействия отражается на степени открытости трещин и определяет особенности заполнения КВ флюидами. В работе [4] приведено описание механизмов дилатансии и компакции, которые действуют в коровых волноводах. Дилатансионный эффект связан с раскрытием трещин и заполнением КВ флюидами, в том числе глубинными углеводородами. В режиме компакции флюиды в большей или меньшей степени выжимаются из корового волновода и перемещаются в сторону меньших давлений в верхние горизонты земной коры, активно «промывая» осадочную толщу. Подобные процессы обеспечивают эффективный сбор микронефти в залежи. При этом в формирующемся месторождении могут аккумулироваться как нефть и газ органического происхождения, так и глубинные углеводороды.

Коровые волноводы и аналогичные по свойствам структурно-вещественные образования имеют достаточно широкое распространение. Это — диссипативные структуры, формирование которых обеспечивается эндогенным потоком энергии и флюидов. Режим «работы» коровых волноводов можно охарактеризовать как долговременный ритмичный механизм доставки глубинных флюидов в осадочный чехол.

Реализация подобных условий привела к образованию залежей нефти в мигматитах триаса Рогожниковского месторождения Красноленинского свода Западной Сибири. Самые древние продуктивные горизонты нефтяных месторождений Западной Сибири имеют юрский возраст. Впервые нефтяная залежь выявлена в более древних породах, залегающих на глубинах 3,5—4,5 км. Вскрытая мощность нефтенасыщенной части составляет 280 м. Площадь залежи и её высота сопоставимы с самыми крупными месторождениями Западной Сибири. Дебит скважин достигает 170 т в сутки.

Триасовые и пермотриасовые отложения широко распространены на территории Западной Сибири. Их мощность во впадинах, котловинах и прогибах превышает 5 км. Есть основания полагать, что продуктивные залежи будут открыты и в более глубоких горизонтах Западной Сибири.

Глубокие скважины Ен-Яхинская № 7 и Тюменская № 6 доказали возможность сохранения в условиях АВПД высоких коллекторских параметров (пористость до 18—20 %) со значительным насыщением пород углеводородными газами на значительных глубинах (8250 и 7502 м соответственно).

Иные условия для реализации энергетического потенциала Земли возникают при взаимодействии автоволновых полей. Это приводит к аккумуляции энергии и формированию энергоактивных зон Земли. В энергоактивных зонах в результате преобразования восстановленных флюидов реализуется минеральный синтез углеводородов. Дальнейшая концентрация энергии переводит флюидные системы в крайне неустойчивое, неравновесное состояние. Неустойчивость этих систем приводит к бифуркации и выбросу энергии и вещества. Подобные условия способствуют образованию зон разломов и каналов, по которым обеспечивается энергичный транспорт глубинных, в том числе углеводородных флюидов и формирование их скоплений в верхних горизонтах земной коры. Подчеркивая аналогию с вулканическими и магматическими очагами, Б.М. Валяев (1987 г.)

предложил называть подобные прорывы глубинных углеводородов «флюидизированными очагами».

В.Г. Кучеров (2006) выполнил лабораторные эксперименты по синтезу углеводородов из неорганических веществ. Для реализации эксперимента были подобраны доноры углерода и водорода и воспроизведены термобарические условия, соответствующие глубинам 100–200 км. Состав углеводородных смесей, полученных в результате синтеза, аналогичен составу газожидкостных включений в гранитоидах нефтяного месторождения «Белый Тигр». Это одно из самых крупных месторождений планеты, открытое на шельфе Южного Вьетнама, где промышленная добыча нефти ведется из кристаллических пород фундамента. Запасы нефти превышают 500,0 млн т. Кристаллический фундамент нефтяного месторождения «Белый Тигр» сложен гранитами и гранодиоритами. В пределах месторождения установлена гидродинамическая связь между продуктивными участками и зонами в вертикальном и горизонтальном направлениях по системе взаимопересекающихся трещин.

В 1992 году нами была предложена полигенная гипотеза формирования месторождения «Белый Тигр», объясняющая активизацию процессов преобразования органического вещества в осадочных породах олигоцена влиянием мощного теплового потока от внедрившейся в эти породы гранитной интрузии. При остывании интрузивного тела и реализации процессов контрактации в верхней части интрузии формируются полости разрежения, образуется разнонаправленная трещиноватость пород. Термоусадочные процессы создают перепад давлений, что обеспечивает втягивание в пределы остывающего интрузива микронефти из перекрывающих осадочных пород. Активные флюидодинамические процессы приводят к формированию дополнительной емкости по всему объему гранитного интрузива и накоплению в его пределах глубинных углеводородных флюидов. Воздействие глубинных флюидов приводит не только к образованию пустот, каверн и трещин, но и к кардинальному изменению структуры гранитоидов с образованием рыхлого рассыпающегося субстрата. Дебит скважин в таких зонах превышает 2,0 тыс. тонн в сутки. Наиболее преобразованные породы, дающие максимальные притоки нефти в пределах северного свода месторождения «Белый Тигр», расположены в интервалах глубин 4200–4700 м. В работе В.К. Утопленникова с соавторами (2005) подчеркивается, что выше залегают менее измененные кристаллические породы (рис. 6). В работе А.Е. Лукина (2006) отмечается высокотемпературный облик полиминеральных комплексов, отложившихся из углеводородного флюида. Аналогичные образования описаны нами в гранодиоритах месторождения «Белый Тигр». Среди них самородное серебро, молизит, лавренсит, самородная цинкистая медь и др.

Очевидны преимущества гипотезы полигенеза нефти и газа, которая позволяет представить процесс образования углеводородов не с позиций противоборствующих антагонистических направлений биогенного и абиогенного генезиса, а с позиций единого процесса образования углеводородов, что позволяет установить влияние на него экзогенных и эндогенных факторов, увязать процессы преобразования органического вещества в диа- и катагенезе с эндогенными энергетическими и флюидодинамическими процессами, оценить влияние флюидонасыщенных зон Земли на особенности формирования месторождений нефти и газа в земной коре. Подобные теоретические построения должны базироваться на лучших дости-

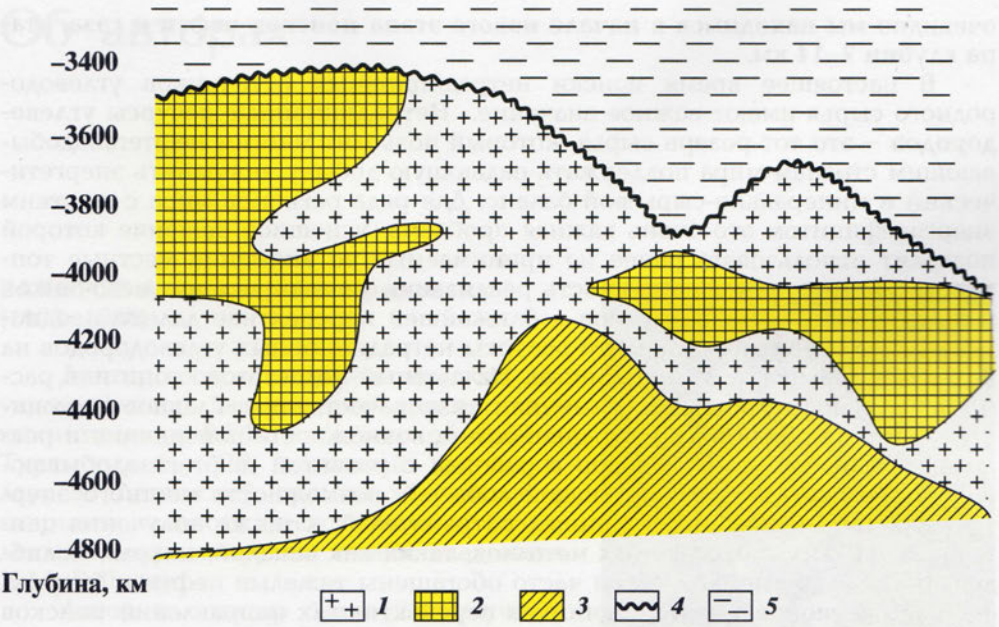


Рис. 6. Схема распространения пород фундамента месторождения «Белый Тигр»:
1 – плотные разности пород фундамента; *2* – разуплотненные породы фундамента с редкими притоками нефти; *3* – преобразованные породы фундамента с промышленными притоками нефти; *4* – поверхность фундамента; *5* – осадочные породы

жениях биогенной (И.М. Губкин, А.А. Бакиров, Н.Б. Вассоевич, Э.М. Галимов, А.Э. Конторович, Б.А. Соколов и др.) и абиогенной (Н.А. Кудрявцев, П.Н. Кропоткин, В.Б. Порфирьев и др.) гипотез и на их постоянном совершенствовании, что даст возможность выйти на новый уровень научных обобщений и расширить прогностическую базу теоретических построений.

Создание ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОГНОЗА, ПОИСКА И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА – одна из актуальных проблем, стоящих перед нефтегазовой наукой и практикой. Она может быть решена на основе фундаментальных теоретических исследований процессов формирования и закономерностей размещения УВ. Известно, что системный подход позволяет с более широких познавательных позиций изучить сложнейшие геологические объекты, установить их целостность и структуру, выявить основу (механизм) целостности объекта, определить и объяснить многообразие связей элементов системы, дать историко-геологический анализ развития системы и взаимодействия ее с окружающей средой. Анализ опыта проведения геологоразведочных работ на нефть и газ и использование результатов поисков и разведки свидетельствуют о необходимости решения этих задач как задач управления, что можно осуществить лишь на основе **системного подхода**.

Можно считать, что этап поисков нефти и газа до глубин 7 км уже пройден как с точки зрения разработки теоретических основ, так и с технической точки зрения. Он, несомненно, продолжится еще десятилетия – будут уточняться методические основы, появятся новые факты и т.д. Одно

очевидно **мы находимся в начале нового этапа поисков нефти и газа, этапа глубин 7–14 км.**

В настоящее время поиски нетрадиционных источников углеводородного сырья имеют важное значение. **Нетрадиционные ресурсы углеводородов** – это тот резерв сырья, который позволит многим нефтегазодобывающим странам мира поддержать падающую добычу, пополнить энергетический и минерально-сырьевой баланс. Для ряда регионов мира с жестким энергодефицитом это очень важная проблема, успешное решение которой позволит использовать ранее не принимаемые во внимание местные топливные потенциалы. Возможность реализации разных видов и источников нетрадиционных углеводородов в ближайшей перспективе далеко неоднозначна. Но очевидно также, что ресурсы нетрадиционных углеводородов на порядки превышают традиционные. Их главный недостаток – они или рассеянные, или трудноизвлекаемые, или низкокачественны. Главное достоинство – это широкая распространенность и возможность пополнения и реализации запасов углеводородов в районах с развитой нефтегазодобывающей инфраструктурой и падающей добычей, возможность местного энергоснабжения мелких и рассеянных потребителей, а также получения ценнейших, редких и рассеянных металлов, таких как ванадий, никель, молибден, ртуть и другие, которыми часто обогащены тяжелые нефти и битумы, а в ряде регионов и газы. Одним из перспективных направлений поисков нетрадиционных источников углеводородного сырья является поиски и разведка **матричной нефти**. В настояшее время разработан процесс глубокой переработки матричной нефти методом прямой каталитической гидрогенизации с использованием химических процессов выщелачивания с целью получения ценных редких и редкоземельных металлов, углеродных нанотрубок, наносорбентов и композитных материалов нового поколения.

Углеводородный потенциал континентального шельфа играет существенную роль в мировой экономике. Континентальный шельф Российской Федерации – самый крупный в мире по площади. Она превышает 6,2 млн км^2, из которых 4,2 млн км^2 перспективны на нефть и газ. Хотя начальные извлекаемые ресурсы УВ оцениваются в 13,5 млрд т у.т. (25 % общемировых ресурсов УВ), добыча нефти и газа на российском шельфе ведется слабо. Освоение месторождений полезных ископаемых на шельфе – более сложная задача, чем в континентальной части страны.

В соответствии с приведенными соображениями при прогнозировании и освоении сложных глубокозалегающих нефтегазоносных геосистем осадочно-породных бассейнов, углеводородного потенциала континентального шельфа и нетрадиционных источников углеводородного сырья, планировании и производстве ГРР необходимы создание и совершенствование фундаментального базиса, коренная модернизация и внедрение инновационных технологий прогноза, поиска и разведки скоплений углеводородов.

Об авторах

БАКИРОВ Александр Александрович (1908–1986)

Доктор геолого-минералогических наук, профессор, заслуженный деятель науки и техники РСФСР, Узбекской ССР и Туркменской ССР, почетный нефтяник, лауреат Ленинской премии за участие в открытии газового местоскопления Газли, дважды лауреат премии имени академика И.М. Губкина.

Автор и соавтор более 270 научных трудов по нефтегазовой тематике, включая 19 монографий и 14 учебников.

Александр Александрович начал трудовую деятельность в 1931 г. Работал гидрогеологом Союзгеолразведки ВСНХ, зам. начальника и начальником отдела гидрогеологии Главного геологоразведочного управления, начальником геолого-производственного отдела Главного геологического управления Наркомтяжпрома. В эти годы (1931–1939 гг.) А.А. Бакиров работал под непосредственным руководством академика И.М. Губкина, под влиянием которого проходило его становление как учёного.

В 1940–1947 гг. А.А. Бакиров руководил нефтепоисковыми экспедициями Мосгеолтреста Министерства нефтяной промышленности. В 1947–1949 гг. А.А. Бакиров — заместитель директора по научной части Московского филиала Всесоюзного нефтяного геологоразведочного института, а с 1949 по 1953 гг. — заместитель начальника Геологического управления Министерства нефтяной промышленности СССР.

В 1945 г. А.А. Бакиров защитил кандидатскую диссертацию, в 1950 г. стал доктором геолого-минералогических наук.

С 1953 г. по 1959 г. Александр Александрович был заведующим кафедрой Академии нефтяной промышленности, а с 1959 г. по 1978 г. — руководил кафедрой теоретических основ поисков и разведки нефти и газа МИНХ и ГП имени И.М. Губкина (ныне РГУ нефти и газа).

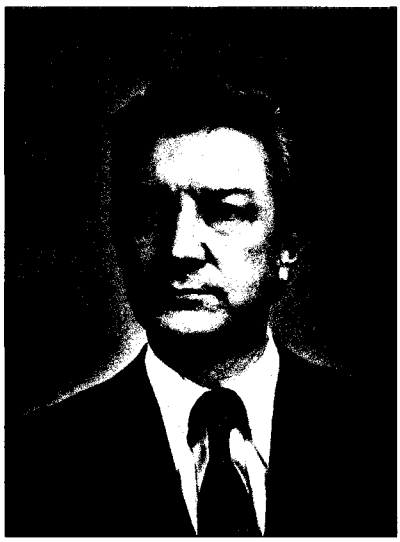
А.А. Бакиров был одним из инициаторов опорного бурения, проводившегося по всей территории СССР и руководил Межведомственным научным советом по опорному бурению (1952–1962 гг.).

По его инициативе и активном участии в Карачаево-Черкесии на Северном Кавказе был создан и долгое время функционировал Учебно-методический центр, где студенты ежегодно проходили комплексную геолого-съёмочную практику.

Творчески развивая научные прогнозы И.М. Губкина, А.А. Бакиров теоретически обосновал перспективы открытия нефтегазоносных земель в районах среднего течения р. Оби и северных областей Западной Сибири и добивался проведения поисково-разведочных работ в этих районах. Его рекомендации блестяще подтвердились.

А.А. Бакиров обосновал возможность нефтегазообразования не только в терригенных, но и в карбонатных отложениях и прогнозировал большие перспективы для открытия крупных скоплений углеводородов в карбонатах: мезозоя в Средней Азии и на Северном Кавказе, палеозоя Урало-Поволжья и других регионов. Практика поисково-разведочных работ также подтвердила эти прогнозы.

А.А. Бакировым создана научная школа «геологов-губкинцев», способных и дальше развивать нефтегазовую геологическую науку и решать практические задачи отрасли. Им подготовлены сотни высококвалифицированных специалистов в области поисков и разведки нефти и газа, включая 60 докторов и кандидатов наук.



БАКИРОВ Эрнест Александрович (1930–2010)

Доктор геолого-минералогических наук, профессор, действительный член РАЕН, заслуженный деятель науки и техники РСФСР, Туркменской ССР и Узбекской ССР, дважды лауреат премии имени академика И.М. Губкина.

Автор и соавтор более 140 научных работ по нефтегазовой тематике, включая 6 учебников и 7 монографий.

Э.А. Бакиров получил 17 авторских свидетельств по фундаментальным и прикладным проблемам нефтяной и газовой геологии.

В 1953 г. окончил Московский нефтяной институт имени И.М. Губкина. С 1970 по 1978 гг. — профессор института, а с 1974 по 1978 гг. декан факультета газонефтяной геологии, геофизики и геохимии.

Эрнест Александрович руководил лабораторией по использованию подземных ядерных взрывов для повышения нефтеотдачи пластов (1965–1977 гг.) и участвовал в опытно-промышленных экспериментах. С 1978 по 1994 гг. он заведовал кафедрой теоретических основ поисков и разведки нефти и газа МИНХ и ГП имени И.М. Губкина (ныне РГУ нефти и газа).

Э.А. Бакиров активно занимался общественной и политической деятельностью. В 1990–1992 гг. был членом президиума и заместителем председателя исполкома Моссовета, генеральным директором департамента г. Москвы; с 1992 по 1999 гг. — заместителем премьера правительства г. Москвы, в 1999–2000 гг. — президентом Московской нефтяной компании и советником мэра Москвы.

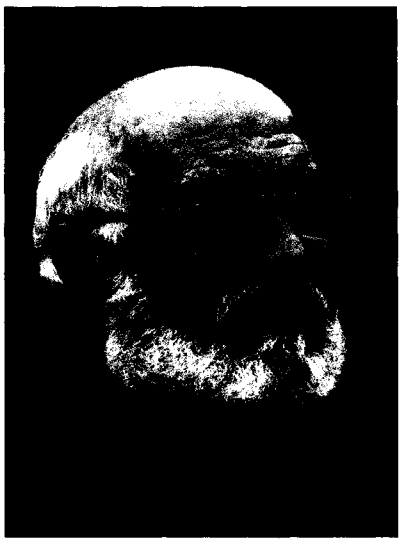
Э.А. Бакиров защитил кандидатскую диссертацию в 1959 г., докторскую — в 1970 г. Он один из авторов теории моделирования природных геологических систем. Под его руководством впервые в нашей стране разработаны и широко внедрены в промышленности методы динамического воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи.

В работах Э.А. Бакирова с соавторами разработаны теоретические положения нефтегазовой геологии, которыми руководствуются нефтяники и газовики при поисках скоплений нефти и газа, что привело к значительным открытиям у нас в стране и за рубежом (в Туркмении, Западной Сибири, Бразилии, Сирии и др.). Совместно с А.А. Бакировым на основании изучения закономерностей размещения скоплений нефти и газа в земной коре на континентах планеты он выявил основные геологические условия формирования зон концентрации наибольших ресурсов и запасов нефти и газа.

Э.А. Бакиров читал лекции в различных отечественных и зарубежных университетах, имел много учеников, последователей «Губкинской школы», работающих ныне в разных частях света (в Латинской Америке, Китае, Африке, Восточной Европе и др.).

Награждён орденами: «За заслуги перед Отечеством IV степени» (1995), «Знак Почета» (1980) и другими наградами СССР и РФ.

ГАБРИЭЛЯНЦ Григорий Аркадьевич



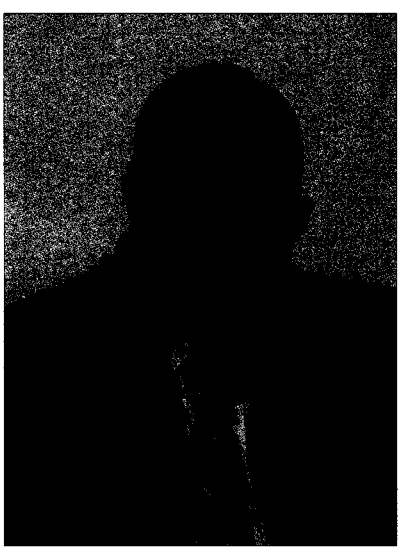
Родился 2 марта 1934 года в городе Баку. Окончил Бакинский нефтяной институт в 1956 г. по специальности «Поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений». В 1963 г. завершил в Москве учебу в аспирантуре Всесоюзного научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института (ВНИГНИ), защитив кандидатскую диссертацию. В 1973 г. защитил ученую степень доктора геолого-минералогических наук. В 1975 г. присвоено звание профессора. В 1996 г. избран действительным членом Российской Академии естественных наук, в 2002 г. — Почетным доктором геологии, в 2009 г. — иностранным членом Национальной академии наук Республики Армения. Лауреат Государственной премии СССР, дважды лауреат премии имени академика И.М. Губкина, лауреат международной премии «Факел Бирмингема». Дважды присвоено главное для всех геологов звание — «Первооткрыватель месторождения» за открытие уникальных по запасам и значению месторождений.

Начал производственную деятельность геологом поискового отряда в Каракумах и прошел путь до министра геологии СССР. Проработал 10 лет в Туркмении на производственных должностях от геолога до главного геолога Государственного геологического комитета Туркменской ССР.

В 1965 г. был переведен в Москву главным геологом — заместителем директора по науке Всесоюзного научно-исследовательского института природного газа (ВНИИГАЗ). В период с 1968 по 1987 гг. преподавал и занимался научной деятельностью в Московском институте нефти и газа (МИНГ), Московском инженерно-физическом институте (МИФИ), Всесоюзном научно-исследовательском геологоразведочном нефтяном институте (ВНИГНИ) и Всесоюзном институте геофизических методов разведки (ВНИИГеофизика). В 1987 г. по конкурсу был избран директором Всесоюзного научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института (ВНИГНИ). С июля 1989 г. по январь 1992 г. министр геологии СССР. В настоящее время — президент научно-технической консультационной фирмы «Геосервис», научно-технический консультант ряда российских и зарубежных нефтяных компаний. Член ученых советов Российской академии нефти и газа и Всероссийского научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института.

Опубликовал 163 научные статьи, 7 монографий и 2 учебника, 16 изобретений.

Главные из них: «Геология и нефтегазоносность Каракумов» — 1965 г.; «Геология нефтяных и газовых месторождений» (учебник) — 1972, 1978, 1984, 1987 гг.; «Методика поисков и разведки залежей нефти и газа» — 1985 г.; «Региональная геология нефтегазоносных территорий СССР» — 1991 г.; Карта нефтегазогеологического районирования СССР — 1990 г. (главный редактор); Карта нефтегазоносности СССР — 1991 г. (главный редактор); «Геология, поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений» — 2000 г. (учебник); «Новая Классификация запасов и ресурсов нефти и газа» — 2007 г.



КЕРИМОВ Вагиф Юнус оглы

Доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой теоретических основ поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Родился 5 июля 1949 года, в городе Баку в семье ветерана ВОВ (отец Керимов Юнус). В 1971 г. В.Ю. Керимов окончил геологоразведочный факультет Азербайджанского института нефти и химии. Начав свою трудовую деятельность в 1971 г. с должности инженера, последовательно занимал должности старшего преподавателя, доцента, профессора, заведующего кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» и декана геологоразведочного факультета Азербайджанского института нефти и химии.

В 1975 г. защитил кандидатскую диссертацию, в 1983 г. в МИНХ и ГП имени И.М. Губкина защитил докторскую диссертацию на тему: «Условия формирования, закономерности размещения и методика поисков и развед-

ки стратиграфических, литологических и комбинированных залежей нефти и газа».

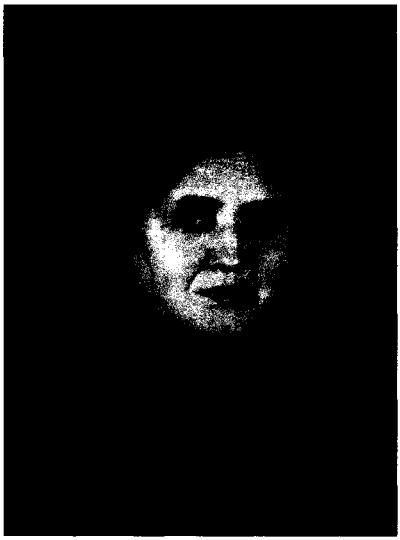
В.Ю. Керимов наряду с научно-педагогическим опытом имеет большой практический опыт производственной и организаторской деятельности в нефтегазовой промышленности: в разные годы занимал должности вице-президента по геологии и геофизике ЗАО «Морнефть» (1992–2002 гг.); советника генерального директора ОАО «Оренбургнефть ТНК» (2002–2003 гг.); генерального директора Оренбургской нефтегазоразведочной компании, (2003–2009 гг.). С 2004 г. – профессор, а с 2009 г. – заведующий кафедрой «Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа». Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина.

Автор 20 учебников и монографий, в том числе учебников «Теоретические основы и методы поисков и разведки скопленной нефти и газа», «Нефтегазопоисковая и промысловая геология», «Общая и региональная геотектоника», «Геология СССР», «Общая геология», монографий «Шельф, его изучение и значение для поисков и разведки скоплений газа и нефти», «Поиски и разведка морских месторождений нефти и газа», «Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов» и др., более 150 научных статей.

Читает лекции по дисциплинам: «Теоретические основы и методы поисков и разведки нефти и газа»; «Проектирование и управление поисково-разведочными работами на нефть и газ». Подготовил более 30 кандидатов геолого-минералогических наук. Избран действительным членом Академии горных наук.

Награжден орденом Трудового Красного Знамени (1976 г.), медалью «За доблестный труд» (1970 г.), двумя Почетными грамотами Верховного Совета Азербайджанской ССР (1971 г. и 1977 г.).

МСТИСЛАВСКАЯ Лидия Петровна



Кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, почетный нефтяник.

Автор и соавтор более 75 научных публикаций по нефтегазовой тематике, включая 13 учебников.

После окончания средней школы г. Москвы в 1954 г. поступила на работу во Всесоюзный институт минерального сырья (ВИМС), где проработала 6 лет коллектором в геологических партиях, занимающихся поисками рудных полезных ископаемых. Закончила двухгодичные курсы повышения квалификации коллекторов

(изучала общую и полевую геологию, радиометрию и другие дисциплины).

Участвовала в геологических экспедициях по южным районам Украины, в Предкавказье, Калмыкии, на Мангышлаке, в Центральном Казахстане и др.

Затем поступила в Московский нефтяной институт имени И.М. Губкина, который окончила в 1963 г. по специальности «Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений». Была принята на работу в комплексную геологическую экспедицию при кафедре теоретических основ поисков и разведки нефти и газа. Занималась изучением геологии и нефтегазоносности Ферганской и Приташкентской впадин Средней Азии, по которым были опубликованы первые три научные статьи в 1965 и 1969 гг.

С мая 1965 г. и в последующие 15 лет работала в спецлаборатории при кафедре. Занималась геологическим обоснованием опытно-промышленных экспериментов по применению подземных ядерных взрывов в целях повышения нефтеотдачи пластов.

В 1970 г. Лидия Петровна защитила кандидатскую диссертацию и, работая в составе той же лаборатории старшим научным сотрудником, начала преподавательскую деятельность в институте имени И.М. Губкина. С 1978 г. работала в должности старшего преподавателя и ассистента, а с 1985 г. (после получения звания) доцентом кафедры.

Л.П. Мстиславская долгие годы занимается применением системного подхода при анализе основных положений нефтегазовой геологии и теории прогнозирования нефтегазоносности недр. Ею в соавторстве с А.А. Бакировым разработана система геоструктурных, литологических и стратиграфических объектов, контролирующих нефтегазонакопление в литосфере, а также выделены основные типы нефтегазоносных формаций.

В 2000—2010 гг. в своих работах Л.П. Мстиславская в бóльшей степени обращается к представителям молодого поколения, привлекая их к решению проблем нефтегазового комплекса страны. Она занимается популяризацией знаний и достижений нефтегазовой науки и практики, акцентируя внимание на вопросах научного прогнозирования нефтегазоносности недр, которые непосредственно влияют на формирование сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности страны.

Список литературы

1. *Нефтегазоносные* провинции СССР. Справочник/М. Алиев, Г.А. Аржевский, Ю.Н. Григоренко и др.; Под ред. Г.Х. Дикенштейна, С.П. Максимова, В.В. Семеновича. – М.: Недра, 1983.

2. *Справочник* по геологии нефти/Я.И. Аммосов, Е.А. Барс, Т.А. Ботнева и др.; Под ред. Н.А. Еременко. – М.: Недра, 1984.

3. *Акрамходжаев А.М.* Нефть и газ – продукты преобразования органического вещества. – М.: Недра, 1982.

4. *Алиев Н.А.* Предотвращение загрязнения моря при разработке морских нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1981.

5. *Геологические* основы рациональной методики поисков нефтяных месторождений/ А.Г. Алексин, В.Г. Хромов, Н.В. Мелик-Пашаев и др. – М.: Наука, 1979.

6. *Дистанционное* зондирование для поисков нефти и газа/Дистанционное зондирование. XXVII Международный геологический конгресс/Г.И. Амурский, С.М. Богородский, П.В. Флоренский и др. – М.: Наука, 1984.

7. *Бакиров А.А.* Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 1973.

8. *Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.А.* Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. – М.: Недра, 1971.

9. *Теоретические* основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа/ А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик-Пашаев и др.; Под ред. А.А. Бакирова. – М.: Высшая школа, 1976.

10. *Геология* и геохимия нефти и газа/А.А. Бакиров, З.А. Табасаранский, М.В. Бордовская и др. – М.: Недра, 1982.

11. *Бакиров А.А., Мальцева А.К.* Формационный и литолого-фациальный анализ при прогнозировании нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 1985.

12. *Системные* исследования при прогнозировании нефтегазоносности недр/А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, А.Н. Дмитриевский и др. – М.: Недра, 1986.

13. *Вернадский В.И.* Очерки геохимии. – М.: Изд. Гос. отд. научно-техн. информации.

14. *Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., В.Б. Оленин.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. – М.: Недра; 1981.

15. *Габриэлянц Г.А.* Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2000.

16. *Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И., Сорокин Ю.В.* Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1985.

17. *Геология* нефти и газа Сибирской платформы/Л.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др.; Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981.

18. *Геологические* исследования из космоса: Сборник статей. – М.: Мир, 1975.

19. *Гришин Ф.А.* Промышленная оценка месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1975.

20. *Губкин И.М.* Учение о нефти. – М.: Недра, 1975.

21. *Дикенштейн Г.Х., Максимов С.П., Иванова Т.Д.* Тектоника нефтегазоносных провинций и областей СССР. – М.: Недра, 1982.

22. *Зыкин М.Я, Козлов В.А., Плотников А.А.* Методика ускорения разведки газовых месторождений. – М.: Недра, 1984.

23. *Карцев А.А.* Основы геохимии нефти и газа. – М.: Недра, 1978.

24. *Геология* нефти и газа Западной Сибири/Л.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975.

25. *Мелик-Пашаев В.С.* Методика разведки нефтяных месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1959.

26. *Нефть* и газ Тюмени в документах. – Свердловск: Средне-Уральское изд-во, 1971.

27. *Соколов В.А.* Геохимия природных газов. – М.: Недра, 1971.

28. *Нефтегазоносность* морей и океанов/Б.А. Соколов, А.Г. Гайнанов, Д.В. Несмеянов и др. – М.: Недра, 1973.

29. *Математические* методы ЭВМ в поисково-разведочных работах/А.С. Арабаджи, Э.А. Бакиров, В.С. Мильмичук и др. – М.: Недра, 1988.

30. *Проблемы* количественного прогнозирования нефтегазоносности недр.– М.: Наука, 1984.

31. *Назаркин Л.А.* Палеоклиматические региональные прогнозы нефтегазоносности Урало-Поволжья и Западной Сибири/Материалы по геологии и геофизике нефтегазоносных областей. – Саратов: Изд-во Саратовского ун-та, 1966.

Оглавление

Глава 12. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ 5

12.1. Основные принципы ведения геологоразведочных работ 7
12.2. Системный подход к ведению геологоразведочных работ на нефть и газ 11
12.3. Моделирование нефтегазоносных геосистем и поисково-разведочного процесса 23

Глава 13. МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ 36

13.1. Геологические методы исследования 37
13.1.1. Геологическая съемка 37
13.1.2. Структурно-геологическая съемка 38
13.1.3. Структурно-геоморфологические исследования 38
13.2. Гидрогеологические исследования 39
13.3. Геотермические методы исследований 40
13.4. Геохимические методы оценки перспективности структур 41
13.4.1. Газовая съемка 41
13.4.2. Бактериальный метод 43
13.4.3. Радиогеохимические методы 45
13.4.4. Геоэлектрохимические методы 50
13.5. Использование аэрокосмических методов исследований при ГРР на нефть и газ 53
13.6. Полевые геофизические методы 79
13.7. Буровые работы 86
13.8. Геофизические исследования и работы в скважинах (ГИРС) 92
13.8.1. Общие вопросы применения ГИРС в геологоразведочном процессе 93
13.8.2. Промыслово-геофизические виды работ 95
13.8.3. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений 100
13.9. Использование компьютерных технологий в поисково-разведочном процессе на нефть и газ 102
13.10. Графические построения как метод обобщения представлений о геологическом строении недр 125
13.10.1. Геологические карты 127
13.10.2. Структурно-геологические карты 128
13.10.3. Карты мощностей 128
13.10.4. Построение геолого-геофизического разреза 131
13.10.5. Корреляция разрезов. Построение схем корреляции 134
13.10.6. Построение типового и нормального литолого-стратиграфического разреза 143
13.10.7. Построение профильного геологического разреза 145
13.10.8. Построение карт в изолиниях и условных знаках 148
13.11. Геолого-геофизические исследования в процессе проводки скважин 155

Глава 14. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА 160

14.1. Временная классификация запасов и ресурсов (2001) 162
14.2. Новая классификация запасов и ресурсов нефти и природного газа (Классификация РФ 2005) 165
14.3. Классификация запасов, применяемые на основе международных стандартов 177
14.3.1. Классификация международного общества инженеров-нефтяников (SPE) 177

14.3.2. Система классификации запасов и правила подсчета запасов комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC) ... 178
14.3.3. Классификация энергетической комиссии ООН ... 182

Глава 15. СТАДИЙНОСТЬ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ ... 184

15.1. Применение методов полевой геофизики на различных этапах и стадиях геологоразведочного процесса ... 189
15.2. Обязательные комплексы геолого-геофизических исследований скважин для решения геологических задач на различных этапах и стадиях ГРР ... 194

Глава 16. РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЭТАП ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ... 215

16.1. Задачи и методы региональных нефтегазопоисковых работ ... 215
16.2. Общие требования к проведению региональных геолого-геофизических работ ... 221
16.3. Организация региональных геолого-геофизических работ ... 223
16.3.1. Оптимальный объем региональных геолого-геофизических работ в регионах, различных по степени изученности и сложности строения ... 224
16.4. Геолого-экономическая оценка результатов региональных геолого-геофизических работ ... 226
16.5. Количественный прогноз нефтегазоносности ... 226
16.5.1. Принципы и методы количественного прогноза нефтегазоносности ... 226
16.5.2. Принципы выделения и требования к эталонным и расчетным участкам ... 230
16.5.3. Геологические способы метода сравнительных геологических аналогий ... 232
16.5.4. Объемно-генетический метод ... 235

Глава 17. ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ... 238

17.1. Стадии выявления и подготовки объектов к поисковому бурению ... 238
17.1.1. Оценка подтверждаемости и достоверности ресурсов подготовленных объектов ... 247
17.1.2. Оценка эффективности подготовки структур и поискового бурения ... 249
17.1.3. Оценка ресурсов на стадиях выявления и подготовки структур к бурению ... 251
17.1.4. Особенности поисков скоплений нефти и газа в различных геологических условиях ... 256
17.1.5. Понятие фонда структур и его формирование ... 268
17.2. Стадия поисков и оценки месторождений (залежей) нефти и газа ... 270
17.2.1. Оценка месторождений (залежей) нефти и газа ... 275
17.2.2. Определение количества поисковых и оценочных скважин ... 278
17.2.3. Последовательность и темпы разбуривания ... 281
17.2.4. Выбор оптимальных точек и систем размещения поисковых и оценочных скважин ... 281
17.2.5. Заложение поисковых скважин на антиклинальной ловушке ... 297
17.2.6. Заложение скважин на неантиклинальных ловушках ... 302
17.2.7. Заложение скважин на рифовых ловушках ... 306

Глава 18. РАЗВЕДОЧНЫЙ ЭТАП ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ... 309

18.1. Общие положения рациональной разведки залежей и месторождений нефти и газа ... 313
18.2. Особенности разведки пластовых залежей нефти и газа ... 329
18.3. Особенности разведки массивных залежей нефти и газа ... 333
18.4. Особенности разведки неантиклинальных залежей нефти и газа ... 334
18.5. Разведка неантиклинальных залежей нефти и газа в терригенных отложениях ... 340
18.6. Разведка залежей нефти и газа в рифовых ловушках ... 342
18.7. Особенности разведки газовых, газоконденсатных и газонефтяных залежей и месторождений ... 345
18.8. Разведка мелких месторождений нефти (до 1 млн т) и газа (до 3 млрд м^3) ... 349
18.9. Доразведка месторождений в процессе разработки ... 354
18.10. Пробная (опытная) эксплуатация нефтяных и газовых скважин при ГРР ... 357

Глава 19. ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ... 360

19.1. Геолого-экономическая оценка месторождений нефти и газа ... 360
19.2. Геолого-экономическая оценка эффективности геологоразведочных работ ... 365

Глава 20. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ НА НЕФТЬ И ГАЗ 368

20.1. Общие сведения 368
20.2. Требования к охране недр окружающей среды при геологоразведочных работах на нефть и газ 369
20.3. Способы борьбы с загрязнением нефтью на море 373

Глава 21. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ С ГОСУДАРСТВЕННЫМИ ОРГАНАМИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ 376

Глава 22. ОБЯЗАННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ И ДОКУМЕНТАЦИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН 381

Заключение. ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЙ БАЗИС ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОГНОЗА, ПОИСКА И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА 388

Об авторах 407

Список литературы 413

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Бакиров Александр Александрович
Бакиров Эрнест Александрович
Габриэлянц Григорий Аркадьевич
Керимов Вагиф Юнус оглы
Мстиславская Лидия Петровна

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА

Книга 2

МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Редактор издательства *А.Н. Вороновский*
Переплет художника *Н.И. Терехова*
Художник-график *С.В. Орлов*
Технический редактор *Г.В. Лехова*
Корректор *Е.М. Федорова*
Компьютерная верстка *Л.П. Ушанкина*

Подписано в печать 03.04.12. Формат 70×100 $^{1}/_{16}$. Гарнитура «Балтика». Печать офсетная. Усл. печ. л. 33,54. Уч.-изд. л. 34,8. Тираж 1500 экз. Заказ 2304/001-2012

ООО «Издательский дом Недра»
125047, Москва, пл. Тверская застава, 3

E-mail: biblioteka@nedrainform.ru
www.nedrainform.ru

ООО «Типография «Возрождение»
117105, Москва, Варшавское ш., д. 37А, стр. 2

ISBN 978-5-8365-0386-4

9 785836 503864