

БЕЛОРУССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГЕОГРАФИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
Кафедра динамической геологии

Я.Г. Грибик, Н.С. Петрова

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Учебно-методическое пособие по дисциплине «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И
ГАЗА» для студентов специальности 1-51 01 01 «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

МИНСК
2016

УДК 553.98 (075.8)
ББК

Рекомендовано Ученым советом географического факультета
2016 г., протокол №

Рецензент: доктор геолого-минералогических наук,
профессор В.И. Зуй

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА.

3-19 Учебно-методическое пособие по дисциплине «Геология нефти и газа» для студентов специальности 1-51-01-01 «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых» /. – Мн. : БГУ, 2016. – 48 с.

Учебно-методическое пособие посвящено рассмотрению вопросов поисков и разведки месторождений углеводородного сырья – одного из разделов геологии нефти и газа. В нем изложены краткие сведения о стадийности и методах геологоразведочных работ на нефть и газ, залежах и месторождениях нефти и газа, классификации применяемых скважин, классификации запасов, а также проблеме размещения скважин на структурах разного типа.

Предназначено в качестве вспомогательного учебного материала для студентов географического факультета, обучающихся на геологических специальностях.

УДК 553.98 (075.8)

ББК

© БГУ, 2016

ВВЕДЕНИЕ

Процесс поисково-разведочных работ на нефть и газ является многоступенчатым (стадийным) и объединяет различные и взаимосвязанные виды работ, которые в совокупности должны обеспечить выявление, геолого-экономическую оценку и подготовку к разработке промышленных залежей.

Прогноз, поиски и разведка разномасштабных нефтегазгеологических объектов производится в рамках научных тематических исследований с применением комплекса преимущественно геологических, геофизических, геохимических и гидрогеологических методов в сочетании с бурением.

Глава 1. СТАДИЙНОСТЬ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО ПРОЦЕССА НА НЕФТЬ И ГАЗ

Процесс поиска и разведки скоплений углеводородов связан с решением многих задач, включая оконтуривание возможных нефтегазоносных областей, количественный прогноз нефтегазоносности, выявление зон нефтегазонакопления и новых нефтегазоносных комплексов, а также новых залежей нефти и газа, и условно делится на ряд этапов и стадий.

В зависимости от степени изученности нефтегазоносности недр и решаемых задач геологоразведочные работы на углеводороды в настоящее время выделяются *три этапа: региональный, поисково-оценочный, разведочный*. Этапы разделяются на стадии (и подстадии). Цели, задачи и методы работ на различных этапах и стадиях отражают один из основных принципов ведения геологоразведочных работ – *принцип последовательных приближений*.

Региональный этап изучения недр осуществляется при наличии благоприятных предпосылок для обнаружения новых зон нефтенакопления в слабоизученных районах и в новых перспективных комплексах на неосвоенных глубинах. В пределах нефтегазоносных районов региональные работы могут проводиться одновременно с поисково-оценочными и разведочными работами. Конечной задачей регионального этапа является выбор основных направлений и первоочередных объектов (отдельных зон нефтегазонакопления) для дальнейшего изучения.

Цель регионального геологического изучения недр – изучение основных закономерностей геологического строения слабо изученных осадочных бассейнов, их частей и отдельных литолого-стратиграфических комплексов; выделение и оконтуривание перспективных зон и участков, прогнозная оценка перспектив нефтегазоносности изучаемых территорий. Так, объектами изучения на территории Республики Беларусь являются: недостаточно изучен-

ные части Припятского прогиба – Старобинская центриклиналь, Туровская депрессия и Северо-Припятское плечо, слабо изученные верхнепротерозойский и девонский вулканогенно-осадочный комплексы, надсолевой комплекс и кристаллический фундамент, зоны сочленения Припятского прогиба и Днепровско-Донецкой впадины, а также Оршанская и Подляско-Брестская впадины.

В соответствии с задачами и степенью геологической изученности региональный этап подразделяется на две стадии: *прогноз нефтегазоносности и оценка зон возможного нефтегазонакопления.*

Объектами исследования стадии прогноза нефтегазоносности являются осадочные бассейны, их части и новые перспективные литолого-стратиграфические комплексы (масштаб 1:200000 и 1:100000). *Задачи:* выявление особенностей строения и перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов и их частей, крупных стратиграфических единиц, структурно-тектонических объектов; прогноз наличия коллекторов и покрышек в определенных перспективных литолого-стратиграфических комплексах; выделение резервуаров и зон возможного нефтегазообразования, нефтегазонакопления; предварительное нефтегеологическое районирование; выделение зон и районов для первоочередного изучения; качественная и частично количественная оценка прогнозных ресурсов категории D_2 и, частично, D_1 . По результатам работ обосновываются наиболее перспективные направления дальнейших исследований и проводится выбор первоочередных объектов работ для оценки зон возможного нефтегазонакопления, перспективных районов и комплексов пород.

Основными объектами исследований на стадии оценки зон возможного нефтегазонакопления являются зоны возможного нефтегазонакопления (масштаб 1:50000 и 1:25000). Стадия оценки зон возможного нефтегазонакопления предусматривает: выделение наиболее крупных зон поднятий; уточнение нефтегазогеологического районирования; количественную прогнозную оценку ресурсов углеводородов крупных ловушек; зональный прогноз нефтеносности; начальную геолого-экономическую оценку прогнозных ресурсов (рентабельность освоения прогнозных ресурсов категории D_2 и частично D_1). Основными объектами исследований на этой стадии в Республике Беларусь являются зоны возможного нефтегазонакопления в пределах перспективных регионов. Типовой комплекс работ на этой стадии охватывает все виды исследований, проводимых на предыдущей стадии, но выполняемых по более плотной сети наблюдений с укрупнением масштабов исследований до 1:10000).

Поисково-оценочный этап. Цель поисково-оценочного этапа – обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их промышленной значимости, выявление и подготовка объектов к поисковому бурению, оценка перспективных ресурсов углеводородов по категории D_0 , обнаружение месторождений углеводородов или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их запасов по категориям C_1 и C_2 .

Этап подразделяется на две стадии: *выявление и подготовку объектов к поисковому бурению* и *поиск и оценка месторождений (залежей)*.

Целью *стадии выявления и подготовки объектов* к поисковому бурению является выявление и подготовка локальных объектов (потенциальных ловушек углеводородов) для ввода их в поисковое бурение. *Объекты* проведения работ на первой стадии – районы с установленной или возможной нефтегазонасностью и выявленные ловушки. В результате работ подтверждается или отвергается и корректируется исходная геологическая модель района. Работы по *выявлению и подготовке объекта к поисковому бурению* выполняются преимущественно сейсморазведкой, завершаются подтверждением ожидаемой ловушки и оценкой локализованных ресурсов в ней по категориям D_0 , D_1 или D_2 и включением *объекта в фонд выявленных или подготовленных* структур и оценкой прогнозных (D_1) и перспективных (D_0) ресурсов на площадях. *Выявленные структуры* являются основой для следующего этапа работ – изучение их с целью подготовки под бурение. на подготовленные структуры составляется паспорт с передачей его недропользователю, выполняющему поисковое бурение. *Подготовленный объект* – это объект, для которого надежным для данного района методом по комплексам геолого-геофизических работ установлены основные черты строения потенциальной ловушки по перспективному горизонту, или горизонтам. К устанавливаемым чертам относят глубину, размеры и амплитуду ловушки, распространение коллектора и покрышки.

В последующем недропользователь на базе материалов по подготовленному объекту планирует переход к *стадии поисков месторождений и оценки залежей*. Целью *стадии поиска и оценки месторождений (залежей)* является обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей и оценка их промышленной значимости: определение фазового состояния углеводородов; изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств; изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов; установление типа залежей (пластовый, массивный, литологически или стратиграфически ограниченный, тектонически экранированный); определение эффектив-

ных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности; расчет коэффициентов продуктивности скважин; предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям C_2 и C_1 .

Выделяются две подстадии. *Подстадия поисков*. Цель – обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей. Целью подстадии *поиска месторождений (залежей)* является обнаружение новых месторождений углеводородов или новых залежей на ранее открытых месторождениях. Объектами проведения работ при *поиске месторождений (залежей)* являются ловушки, подготовленные к поисковому бурению на новых площадях или ранее открытых месторождениях. Объемы и виды работ определяются в зависимости от особенностей геологического строения объекта. Открытие залежи (месторождения) фиксируется по получению первого промышленного притока нефти или газа.

В пределах месторождения поисковые работы могут совмещаться с оценочными работами на ранее открытых залежах, и проводиться до завершения оценки всего разреза осадочного чехла. По результатам поискового бурения при открытии залежи (месторождения) уточняется проект дальнейших оценочных работ, а в случае отрицательного результата составляется отчет с обоснованием бесперспективности опоискованного объекта. Подсчитываются прогнозные (D_2 – на площадях с недоказанной нефтегазонасыщенностью), или перспективные (D_0 – на площадях с доказанной нефтегазонасыщенностью) ресурсы. Так как не из всех подготовленных ловушек удастся получить промышленные притоки углеводородов, то впоследствии часть подготовленных ресурсов переходит в запасы, а часть – списывается, как не подтвердившиеся.

В задачи *подстадии оценки месторождений* входят: установление промышленной значимости месторождения (залежи); определение фазового состояния УВ; изучение физико-химических свойств УВ в пласте и на поверхности и определение их товарных качеств; изучение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов; установление типа залежи и её параметров (эффективной толщины, пористости, нефтегазонасыщенности); расчет коэффициента продуктивности скважин; предварительная геометризация залежи и подсчет запасов по категориям C_2 и C_1 .

Подстадия оценки месторождений (залежей) нефти считается завершенной после оценки продуктивности залежей нефти и апробации запасов месторождения (залежи) научно-техническим советом организации, проводившей работы, Республиканской комиссией по запасам и постановки их на государственный баланс запасов полезных ископаемых. При получении отрицательных геолого-экономических результатов по одной – трем поисковым буровым скважинам (в зависимости от размеров объекта) бурение при-

останавливается. Продолжение поисковых работ может быть возобновлено по результатам научно-исследовательских работ по анализу причин получения отрицательных результатов или получения дополнительных данных о перспективах нефтегазоносности объекта.

Стадия поиска и оценки считается завершенной, если степень изученности позволяет подсчитать запасы по категориям C_1 и C_2 и провести оценку промышленной значимости залежей.

После установления промышленной значимости залежи объект переводится в разведочный этап с бурением разведочных скважин.

Разведочный этап подразделяется на следующие стадии: *предварительная и детальная разведка углеводородов, включающая разведку и подготовку месторождения (залежи) к разработке; доразведка, совмещенная с эксплуатационной разведкой (далее – доразведка)*. Объектами проведения работ по разведке и подготовке месторождения (залежи) к разработке являются открытые месторождения (залежи) углеводородов.

На стадии *предварительной и детальной разведки углеводородов* месторождения решаются следующие задачи: установление промышленной значимости месторождения; установление фазового состояния залежей; изучение физико-химических свойств углеводородов, вод в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств и изменчивости по площади и разрезу; уточнение положения контактов газ-нефть-вода и контуров залежей; уточнение дебитов углеводородов и воды, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности буровых скважин; определение естественного режима и гидродинамической связи залежей с законтурной областью; определение следующих параметров пласта: эффективных толщин, пористости, нефтегазонасыщенности и их изменчивости по площади и разрезу залежи; установление типа залежи; уточнение изменчивости емкостно-фильтрационных параметров коллекторов, физико-химических свойств флюидов по площади и разрезу залежи; изучение характеристик продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и призабойную зону с целью повышения коэффициентов извлечения углеводородов; подсчет запасов углеводородов по категории C_1 и частично C_2 и попутных компонентов. Промышленная оценка мелких залежей может завершаться на стадии оценки месторождений (залежи). Итоговыми документами *стадии предварительной и детальной разведки углеводородов* являются: отчет по подсчету запасов углеводородов; технико-экономическое обоснование величин коэффициентов извлечения нефти и конденсата.

Объектами проведения работ *на стадии доразведки* месторождения являются недостаточно изученные горизонты или участки (блоки) разрабаты-

ваемых месторождений. Типовой комплекс работ на данной стадии включает: бурение разведочных или поисковых буровых скважин; пробная эксплуатация месторождений (залежей) углеводородов отдельными буровыми скважинами; проведение детализационных геолого-геофизических работ на площади и в буровых скважинах; переинтерпретацию геолого-геофизических материалов с учетом данных по пробуренным буровым скважинам и детализационным работам. На стадии доразведки месторождения производится пересчет запасов углеводородов разведанного месторождения с утверждением запасов в установленном порядке.

Глава 2. МЕТОДЫ ВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

При проведении геологоразведочных работ на нефть и газ выполняется большой комплекс исследований: полевых геологических, геофизических, геохимических и буровых работ. В зависимости от особенностей изучаемой территории, целей, масштаба и стадийности работ доминирует тот, или иной метод. В настоящем пособии исключительно для удобства изложения методы описываются последовательно.

2.1. К геологическим методам относят геологическую и структурно-геологическую съемку, геолого-геоморфологические исследования с применением горных и буровых работ и исследования по обработке и обобщению их результатов. Геологические методы исследований подразделяются *на поверхностные и подземные*. Изучение дневной поверхности проводится методами геологической съёмки разных масштабов, структурного и геоморфологического картирования местности. Подземные геолого-структурное и геоморфологическое картирование древних отложений производится с применением бурения мелких и глубоких скважин и геофизических исследований.

При геологической съемке на местности изучаются все выходы коренных пород; описываются обнажения, измеряются углы падения и азимуты простирания пластов, свит, толщ, а также их толщины. Отбираются образцы горных пород для петрографического и палеонтологического анализов, изучения коллекторских свойств, фиксируются нефтегазопроявления и битуминозность пород, отбираются пробы нефти, газа и битума для лабораторных работ, а также образцы пород для изучения органического вещества и рассеянных битумов с целью выявления нефтематеринских свит. Плотность наблюдений зависит от масштаба геологической съемки: чем крупнее масштаб, тем больше наблюдений должно быть на 1 км².

Применение **геоморфологического картирования** основывается на том, что во многих районах крупные структурные элементы и локальные структуры продолжают унаследованно формироваться в новейшее время и фиксируются в современном рельефе, что позволяет решать задачу поисков антиклинальных структур, скрытых под молодыми отложениями.

К настоящему времени геологическое картирование все в большей степени становится методом, объединяющим, синтезирующим другие виды геологических работ. При оценке перспектив нефтегазоносности района учитываются результаты предшествующих работ и принимаются во внимание региональные геотектонические критерии: компенсированное длительное и устойчивое погружение значительных территорий; периодические изменения режима регионального погружения; наличие складчатости; наличие крупных глубинных разломов в центральной части бассейна; наличие в разрезе нефтематеринских свит; наличие прямых и косвенных признаков нефтегазоносности и некоторые другие.

Геологические предпосылки нефтегазоносности определяются наличием в разрезе коллекторов и флюидоупоров, а также присутствием структурных форм, в связи с которыми могут образоваться ловушки для нефти и газа. Если в стратиграфическом разрезе находят потенциально нефтегазоносные пласты-коллекторы, то на территории ищут и изучают структуры, которые могут способствовать созданию ловушек. К ним относятся: антиклинальные поднятия с отдельными локальными антиклиналями, флексурами и структурными носами на крыльях; склоны тектонических поднятий с несогласиями в потенциально нефтегазоносных горизонтах и перекрывающих его отложениях, экранирующие потенциально нефтегазоносный горизонт поверхности разломов; поднятия типа соляных куполов и грязевых вулканов.

В условиях Беларуси, как и в других регионах мира, преобладающим среди геологических и геоморфологических методов являются подземные, несущие информацию о строении пластов в недрах и возможной их нефтегазоносности. Поверхностные методы применяются на стадии регионального изучения территории и выявления зон, участков региона. Весьма ценным при таких исследованиях является сбор информации о поверхностных углеводородопроявлениях (высолты нефти на образцах пород, битум, газопроявления в поверхностных условиях и др.).

2.2. Геофизические методы. Геофизика включает две части: *общую геофизику литосферы (физику Земли)* и *прикладную геофизику*, изучающую верхние части земной коры. В прикладной геофизике существуют два самостоятельных направления: *разведочная (полевая геофизика)* и *геофизические исследования скважин (ГИС, промысловая геофизика, каротаж)*. В основе мето-

дов лежит использование физических полей: гравитационного, электрического, магнитного, радиационного.

Исходя из задач геофизические исследования делятся на *рекогносцировочные, региональные и детальные*. К рекогносцировочным и региональным геофизическим исследованиям относятся мелкомасштабные магнитометрические и гравиметрические исследования, электроразведка методами ТТ, МТП, МТЗ, ВЭЗ и другие, а в отдельных случаях сейсморазведка методами ГСЗ, МОВ и КМПВ по региональным профилям. На поисковом и разведочном этапах используют в основном площадные сейсмические исследования методами МОВ и КМПВ, иногда электроразведку методом ВЭЗ и в отдельных случаях крупномасштабную гравиразведку.

Гравитационные методы (гравиразведка). Физической основой гравиразведки является способность различных по плотности горных пород создавать изменения в гравитационном поле. Гравиразведка используется для поисков в осадочном чехле крупных структур, рифов и соляных поднятий; выявления и трассирования региональных разрывных нарушений; наиболее эффективна при изучении вертикальных и субвертикальных границ раздела плотностей при поисках хорошо локализованных объектов. Высокоточная гравиразведка может использоваться для прямых поисков скоплений нефти и газа. Важными достоинствами гравиразведки является ее относительная дешевизна и оперативность проведения.

Магнитные методы (магниторазведка) основаны на различии в интенсивности намагничивания горных пород в магнитном поле. Магнитные свойства пород меняются и в толщах, перекрывающих залежь нефти под действием мигрирующих углеводородов. Магниторазведка относится к числу рекогносцировочных поисковых методов благодаря своей дешевизне и оперативности. При помощи магниторазведки производят изучение общего геологического строения земной коры в районах закрытых молодыми осадочными отложениями, или водами морей, тектоническое районирование таких территорий; трассирование разломов, даек, жил и других геологических тел, микромагнитные наблюдения с целью определения главных направлений трещиноватости и тектонических напряжений в осадочных толщах. В отдельных регионах при поисках нефти и газа как вспомогательная используется *аэромагнитная съемка*. Магниторазведка эффективно комплексирована с гравиразведкой.

Электрические методы (электроразведка) основаны на изучении аномалий распределения электрических характеристик недр. Методы электроразведки применяют при региональных исследованиях. Существует два вида электрических характеристик горных пород – электрическое сопротивление и

электрическая поляризуемость. В зависимости от применяемых электрических токов различают электроразведку методами постоянного тока и методами переменного поля.

К методам *постоянного тока* относятся: *электропрофилирование* – измерение удельного сопротивления пород на одной, или двух глубинах по заранее заданным направлениям, которое применяется при решении структурных задач, выявлении и прослеживании контактов пород с различными электрическими свойствами; *электрозондирование* – определение мощности и глубины залегания горизонтальных, или полого залегающих слоев, отличных по электрическому сопротивлению. Глубина исследования, в зависимости от задач и применяемых методик – от нескольких метров до нескольких километров. Методы *переменного поля* разделяются на методы токов низкой (до 1000 герц) и высокой частоты.

Сейсмические методы по разрешающей способности, глубинности исследований и разнообразию решаемых задач занимают первое место среди геофизических методов. На границах разделов с разными скоростями распространения упругие волны испытывают отражение и преломление. Наряду с прямыми волнами регистрируются волны отраженные и преломленные, которые прошли большее расстояние от источника возмущения.

МОВ – метод отраженных волн, в котором выделяются *метод общей глубинной точки (ОГТ)*, *метод регулируемого направленного приема (РНП)* и др. Метод отраженных волн используется для определения глубины и характера залегания границ раздела, выявления ловушек, а также для получения данных о литологии, фациальном составе пород, и даже характере флюидов в поровом пространстве. *МПВ – метод преломленных волн* – универсальный метод, главной особенностью которого является большой диапазон глубин от минимальных до 10–15 км.

В зависимости от достоверности изучения существуют *методика сейсморазведки 3D – объемная (трехмерная) сейсморазведка* – модификация метода отраженных волн по системе многократных перекрытий, *профильная съемка 2D (обычная) сейсморазведка* с плотной изометричной, или почти изометричной сетью наблюдений. *Многомерная сейсморазведка* – повторная 3D сейсморазведка, сейсмический мониторинг геологической среды. Многомерная сейсморазведка проводится с целью более детального изучения геологических объектов и слежения за динамикой параметров волнового поля в процессе разработки месторождений.

Сейсмостратиграфическая интерпретация (сейсмостратиграфия) волнового поля позволяет получать информацию не только о структурных особенностях изучаемого разреза, но и сведения об условиях осадконакопле-

ния, выявлять стратиграфические несогласия, изучать литологический состав, литологические и фациальные изменения, выделяя сеймостратиграфические комплексы и анализируя их внутреннюю структуру.

Радиометрические методы основаны на изучении различных проявлений естественной радиоактивности. Среди осадочных пород наибольшей радиоактивностью обладают калийные соли, глинистые и вулканогенные породы, наименьшей – каменная соль, гипс, ангидрит, хемогенные известняки. Высокая радиоактивность глин обусловлена высокой удельной поверхностью глинистых частиц и присутствием радиоактивных элементов (калия) в скелете глинистых минералов. Радиометрическая съемка существует как в авиационном (аэрогамма – съемка), так и наземном вариантах.

Прямые геофизические методы поисков нефти и газа основаны на изучении свойств физических полей, обусловленных залежами нефти и газа. Залежи нефти и газа отличаются по своим свойствам от вмещающих пород, и, прежде всего – от водоносных слоев. К прямым методам относятся и методы, фиксирующие изменения в окружающих залежь породах, под воздействием на них нефти и газа.

Сейсмические эффекты. Применение сейсмических методов при прямых поисках залежей нефти и газа основано на изменении интенсивности волн, отраженных от кровли и подошвы нефтегазоносного пласта (наличие “яркого пятна”), в связи с тем, что продуктивная часть пласта по сравнению с водонасыщенной характеризуется пониженными (на 15-20%) значениями скорости распространения продольных упругих волн, а также увеличенным их поглощением. В условиях Припятского прогиба по результатам опытных работ сейсморазведка не подтвердила свою геологическую эффективность как метод прямых поисков и используется в качестве структурного метода.

Гравиметрические эффекты. Применение *гравиразведки* в качестве прямого метода поисков залежей нефти и газа основывалось на том, что нефтегазонасыщенные толщи создают отрицательную гравитационную аномалию вследствие их малой плотности. Однако отрицательные аномалии, вызываемые залежами, зачастую находятся внутри положительной аномалии, связанной с антиклинальной складкой. Такие гравитационные аномалии с помощью высокоточной гравиразведки установлены над многими крупными газовыми залежами и в показания гравитационной составляющей существенную роль вносит солянокупольная тектоника.

Электрические эффекты. Нефтегазовая залежь по данным промыслово-геофизических исследований разрезов скважин характеризуется повышением электрического сопротивления нефти и газа от 30-50% до 400-500% по сравнению с водоносной частью коллектора. Нефтегазовые залежи характе-

ризуются зонами повышенной поляризуемости (η_k может достигать 15% и более при фоне 2-3%) за счет рассеянных сульфидных минералов, образовавшихся в результате вертикальной дифференциации углеводородов над контуром залежи. Электроразведка методом ВЭЗ может применяться для прямых поисков залежей нефти и газа, так как она фиксирует увеличение кажущегося сопротивления над ними.

Радиоактивные эффекты. Миграция нефти и газа, обогащенных радием, к поверхности земли по зонам повышенной трещиноватости, вызывает появление аномалий естественной радиоактивности по контурам залежей. *Радиометрия* над отдельными залежами устанавливает понижение значений уран-радиевой составляющей гамма-излучения почв. Разница в перепадах интенсивности гамма-активности над залежами и законтурными частями может составлять 15-25%.

Методы геофизических исследований скважин (каротаж). Основная цель геофизических исследований скважин (ГИС) – получение геологического описания разреза скважины по его геофизическим характеристикам. Задачи ГИС: литологическое и стратиграфическое расчленение разреза, определение глубины залегания и толщины пластов; сопоставление (корреляция) разрезов отдельных скважин для изучения структуры геологических объектов и их неоднородности; выделение коллекторов нефти и газа, изучение их коллекторских свойств, особенностей их распространения по площади региона, оценка их нефте- и газонасыщенности. Используемые методы: *электрический* (электрический каротаж методом сопротивлений, боковое каротажное зондирование – БКЗ, каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации – ПС, электрический микрокаротаж – МК, боковой электрический каротаж – БК, индукционный каротаж – ИК, многозондовый индукционный каротаж – ИКЗ, диэлектрический каротаж – ДК); *радиоактивные*: гамма-каротаж – ГК, спектрометрический гамма-каротаж – СГК, нейтронный каротаж, нейтронный гамма-каротаж – НГК, плотностной гамма-гамма каротаж – ГГКП, литоплотностной гамма-гамма каротаж – ГГКЛ; *акустические*: акустический каротаж – АК, скважинный акустический телевизор – САТ; *прямые методы*: гидродинамический каротаж – ГДК, опробование пластов приборами на кабеле – ОПК, испытание пластов трубными испытателями – ИПТ; методы изучения технического состояния скважины: инклинометрия, кавернометрия, профилометрия, термометрия, резистометрия; другие методы: наклонметрия пластов, ядерно-магнитный каротаж – ЯМК.

Для поисковых и разведочных скважин инструкциями и правилами предусмотрен *единый типовой комплекс ГИС*, включающий *обязательные* виды исследований – *общие, детальные и дополнительные* в перспективных и

продуктивных интервалах. Общие исследования проводятся по всему стволу скважины с шагом квантования по глубине 20 см, что соответствует масштабу 1:500. Детальные исследования проводятся в выделенных горизонтах с шагом квантования по глубине 10 см, что соответствует масштабу 1:200. Исследования в опорных, параметрических и структурных скважинах выполняются по индивидуальным программам. Методами ГИС выделяются различающиеся по физическим свойствам слои и части разреза, а также геологические границы между слоями различного литологического состава

Описанные методы геологоразведочных работ на нефть и газ образуют рациональный комплекс, применение которого позволяет решать обширный круг геологических задач. Комплексирование геофизических методов – это совместное проведение различных видов геофизических исследований на одних и тех же объектах. Комплексность информации иногда называют ее *многомерностью*. Целью комплексных исследований является, главным образом, повышение однозначности решения поставленных геологических задач. Различают два вида комплексов – *типовые*, применяемые для тех, или иных однотипных регионов и задач, и *рациональные (оптимальные)*, разрабатываемые для конкретных геологических задач и специфических условий залегания геологического объекта. Комплексировуются работы: *разнометодные* (геологические, аэрокосмические, геофизические, геохимические); *разномасштабные* (детальные, крупномасштабные и т.д.); *разнохарактерные* (профили, площади, скважины).

Из комплексов геофизических методов в настоящее время для нефтегазовых работ интенсивно развиваются сейсмогравиметрия, сейсмoeлектроразведка и т.д. Так в сеймостратиграфии, основанной на рассмотрении сейсмических разрезов как *изображений природных геологических разрезов*, сейморазведка комплексировается с данными ГИС.

2.3. Геохимические методы. Распространенность этих методов связана с их сравнительно низкой стоимостью. В практике нефтегазопроисковых работ решаются следующие задачи проведения геохимических работ: геохимические поиски, направленные на выявление приповерхностных аномалий, отражающих возможную продуктивность глубинных геоструктурных элементов; глубинный (разноуровневый) прогноз нефтегазоносности и выявление продуктивных пластов по результатам бурения поисково-разведочных скважин. Геохимические методы, применяемые при поисках нефти и газа, подразделяются на две группы: *региональные и поисковые*.

Региональные геохимические исследования проводятся на этапе региональных работ с целью оценки перспектив нефтегазоносности отдельных литолого-стратиграфических комплексов крупных территорий. Изучаются: рас-

сеянное органическое вещество (ОВ) пород во всех литолого-стратиграфических комплексах, солевой состав пластовых вод и состав растворенных в них газов и органических соединений. На основе определения количества и типа захороненного ОВ, степени его превращенности выделяются нефтегазопроизводящие толщи, и дается количественная оценка возможных ресурсов нефти и газа.

Поисковые геохимические методы основаны на выявлении и изучении ореолов рассеяния углеводородов из залежей в покрывающие отложения по разрывным нарушениям и в результате диффузии. Они относятся к прямым методам поисков залежей нефти и газа и подразделяются на *поверхностные площадные* геохимические исследования (газовая, газобиохимическая, битумно-люминисцентная газовая, битумная, газобактериальная съемки и др.), которые применяются при региональных и площадных поисковых работах, и *глубинные геохимические исследования* (газокерновая съемка, газовый и битумный каротаж, изучение газогидрохимических показателей пластовых вод и т. д.), проводимые при бурении опорных, параметрических, структурных и поисковых скважин.

Прямые геохимические методы основаны на том, что идеальных покровов в природе не существует, и углеводороды проникают на поверхность земли и в приповерхностные части атмосферы. Традиционный комплекс *прямых геохимических* поисков включает:

- газо-геохимические методы, основанные на поисках качественных и количественных аномалий углеводородных и неуглеводородных газов в породах (в почве, подпочвенных отложениях, водах, приземной и подземной атмосфере). В результате выделяются прямые и косвенные показатели нефтегазоносности недр. К прямым показателям относится обнаружение углеводородных газов – метана и его гомологов, а к косвенным – неуглеводородных компонентов – гелия, радона, ртути и др., которые фиксируют зоны повышенной проницаемости пород, разломов, очагов разгрузки подземных вод;
- гидрогеохимические методы, основанные на изучении закономерностей изменения солевого, компонентного, микроэлементного и газового состава вод в зонах массопереноса углеводородов;
- биогеохимические методы основываются на явлениях биохимического взаимодействия живого вещества и углеводородов. В результате регистрирующие культуры бактерий, избирательно окисляющих метан и его гомологи в почвах и подпочвенных образованиях;
- литогеохимические методы включают три вида съемок – литохимические, минералогические, литофизические. В основе методов лежат факт изу-

чающие изменения физико-химических свойств пород под воздействием мигрирующих углеводородов.

При исследованиях в скважинах применяются:

- газовый каротаж, основанный на определении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости. Газы из бурового раствора выделяются вакуумной дегазацией;
- анализ выделенных газов, а также анализ образцов керна и шлама.

2.4. Бурение и опробование глубоких скважин

Бурение скважин является наиболее трудоемким методом изучения недр при геологоразведочных работах на нефть и газ и основным методом выявления и оценки их скоплений. Бурение глубоких скважин является основной и завершающей операцией, от которой зависит открытие месторождения и его промышленная оценка. Это осуществляется при непосредственном участии и сопровождении процесса строительства скважин геологической службы. Геологическая служба определяет цели и задачи, возложенные на проектируемую скважину. Основная цель бурения скважин при поисках и разведке состоит в изучении разреза, выделении толщ, содержащих покрывки и коллекторы, выявление залежей нефти и подготовка их к разработке. В соответствии с задачами определяются проектная глубина и горизонт скважин. Геологическая и техническая службы определяют конструкцию проектной скважины, которая представляет взаимосвязанное соотношение диаметров ствола, диаметров долот, обсадных и эксплуатационной колонн и глубины их спуска, способ испытания разреза на продуктивность.

Диаметр скважины является одним из основных факторов, определяющих ее стоимость. Минимальный диаметр определяется задачами опробования, в частности диаметрами приборов, спускаемых в скважины при эксплуатации в том случае, если будут вскрыты продуктивные горизонты.

Рациональная конструкция скважины предусматривает крепление устья с помощью направления, которое опускается обычно на глубину до 10–15 м. затем опускается кондуктор (труба меньшего диаметра) на глубину до 150–600 м, но в основном до глубины 120 м. Затем в скважину помещается основная обсадная техническая колонна, прекрывающая неустойчивую часть геологического разреза и позволяющая вскрывать нижележащие горизонты буровым раствором с другими параметрами. В условиях Припятского прогиба этой технической колонной перекрывается разрез надсолевого комплекса и спускается в зависимости от его мощности от 800–900 м до 1500 м. В последующем при вскрытии перспективного горизонта и при установлении по комплексу исследований его нефтенасыщенность по всему стволу до перекрытия перспективной части разреза спускается эксплуатационная колонна.

Схематично конструкция скважины показана на рис. 1. Приустьевая часть скважины, продуктивная часть разреза или участка с напорными водами надежно цементируются. При цементировании направления и кондуктора цемент поднимается до устья.

Цементирование должно обеспечить надежное разобщение пластов, что достигается подъемом цемента на соответствующую высоту и качеством цементировании. Основными документами при заложении скважин является акт заложения скважины и геолого-технический наряд (ГТН), который составляется на основании нормального разреза в районе проектируемой скважины и опыта проходки соседних скважин. В ГТН и проекте на бурение скважин определяются все виды работ, выполняемые в процессе строительства скважины.

Проектом работ предусмотрены интервалы отбора керна, интервалы и виды промыслово-геофизических исследований скважины, параметры бурового раствора, виды испытания разреза на продуктивность в процессе бурения или в эксплуатационной колонне.

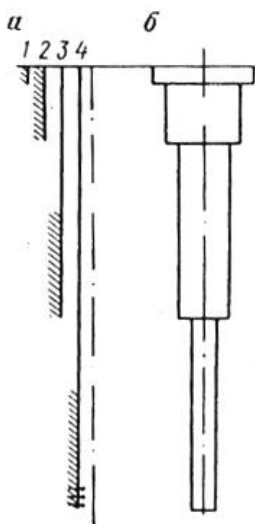


Рис. 1. Конструкция глубокой скважины:

а — технический разрез; *б* — ствол; 1 — направление, 2 — кондуктор, 3 — промежуточная колонна, 4 — колонна эксплуатационная

По результатам испытания скважины в эксплуатационной колонне определяется ее продуктивность в случае получения промышленного притока скважины передается недропользователю, занимающемуся добычей нефти. При получении отрицательного результата ствол скважины ликвидируется.

Классификация скважин устанавливает единые категории скважин, сооружаемых с целью региональных исследований, выявления и подготовки структур, поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений или залежей. Комплекс исследований и работ, выполняемый в скважинах различных категорий, определяется в соответствии с "Классификацией сква-

жин, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей)". Все скважины, бурящиеся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений или залежей, подразделяются на следующие категории: *опорные, параметрические, структурные, поисковые, разведочные, эксплуатационные, оценочные, специальные*. Краткая сводка различных видов скважин приведена в табл. 1 .

Опорные скважины предназначены для исследования геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности малоизученных территорий на стадии региональных геолого-геофизических работ. Задачей их является изучение крупных геоструктурных элементов и слагающих их пород, нефтегазоносность, определение целесообразности проведения поисковых работ в пределах изучаемого геоструктурного элемента. В условиях закрытости недр, заболоченности и залесенности, затрудняющих проведение геофизических работ, в методике поисковых работ важная роль отводится именно опорному бурению. Бурение опорных скважин осуществляется с проходкой по всему разрезу отложений, как правило, до фундамента, а в областях его глубокого залегания до технически возможной глубины. Бурение производится со сплошным отбором керна по перспективным горизонтам и опробованием коллекторов, с которыми может быть связана нефтегазоносность. В опорных скважинах производится максимально возможный отбор керна и шлама по всему разрезу, полный комплекс ГИС и геохимических исследований, производятся наблюдения за нефтепроявлениями, а после окончания бурения, опробование продуктивных и перспективных горизонтов. Результаты бурения и научной обработки используются для подсчета прогнозных ресурсов нефти и газа.

Параметрические скважины бурят для изучения геологического строения, геолого-геофизических характеристик разреза и оценки перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления, выявления наиболее перспективных районов для поисковых работ, при проведении качественной и количественной интерпретации результатов геофизических исследований (изучение геофизических параметров разреза), а также для получения сведений о геолого-геофизической характеристике разреза, необходимых для интерпретации результатов сейсмических работ.

Результаты параметрического бурения в дальнейшем используются для изучения особенностей геологического строения и перспектив нефтегазоносности нижних структурных этажей. Скважины этой категории, как правило, бурятся на региональном этапе работ, закладываются в пределах локальных положительных структур или по профилям для регионального изучения тектонических зон. При бурении параметрических скважин керн отбирается в

Таблица 1.

Классификация скважин и их характеристика

Вид скважин	Назначение	Краткая характеристика
Опорные	Изучение литолого-стратиграфических характеристик разреза и перспектив нефтегазоносности до фундамента, или на максимально возможную глубину.	Закладывается на участках максимально полного разреза. Работы ведутся с максимально возможным отбором керна и шлама и полным комплексом ГИС и опробованием перспективных на нефть и газ горизонтов. Самый дорогой вид скважин, бурят 1 скважину на тыс. кв. км.
Параметрические	Изучение литолого-стратиграфических характеристик разреза нефтегазоперспективных зон или ранее не вскрытых частей разреза, взаимоотношений стратиграфических комплексов, изучение геофизических параметров разреза, его гидрогеологических, термобарических характеристик, оценка перспектив нефтегазоносности.	Закладываются в точках предположительно максимально информативных для выявления локальных структур, или профилями. Данные увязываются с региональными геофизическими работами. Бурятся с максимально возможным отбором керна и шлама в перспективных частях разреза, полным комплексом геофизических исследований. Бурятся до фундамента, или на технически доступную часть разреза (реально - потенциально нефтегазоносную часть разреза).
Структурные	Построение структурной карты. Выявление и детализация строения перспективных объектов, прослеживание тектонических нарушений и т.д.	Закладываются по сетке на перспективных структурах. Неглубокие и многочисленные скважины, бурятся до определенного маркирующего горизонта, дают косвенные данные о структуре. Отбор керна и шлама только по достижении проектного горизонта. Вытесняются сейсмическими работами
Поисковые (в последствии могут использоваться как разведочные)	Выявление новых промышленных месторождений, залежей в обособленных блоках и частях разреза.	Закладываются в точке с максимальной вероятностью обнаружения залежи. Проводится поинтервальный отбор керна по части разреза, не изученному бурением и сплошной отбор в предполагаемых продуктивных интервалах. Проводится полный комплекс промыслово-геологических исследований, отбор шлама, опробование пластоиспытателем в процессе бурения. В настоящее время бурятся до глубин 1,5 – 5,5 км.
Разведочные (в последствии могут использоваться как эксплуатационные)	Оценка запасов по промышленным категориям и сбор данных для составления проекта разработки.	Бурятся на площадях с установленной нефтегазоносностью, в точках, предположительно максимально информативных для характеристики залежи. Отбор керна в интервалах залегания продуктивных горизонтов, промыслово-геофизические исследования, опробование в процессе бурения пластоиспытателями и испытание продуктивных горизонтов после окончания бурения, пробная эксплуатация.
Эксплуатационные	Опытно-промышленная эксплуатация разведываемых залежей, доразведка разрабатываемых объектов, скважины, предназначенные для обеспечения оптимальных режимов эксплуатации и контроля за разработкой.	Бурятся на небольших месторождениях, для эксплуатации дополнительных скважин иногда используются уже готовые разведочные скважины.
Специальные	Обеспечение процесса разработки и ее контроля	Нагнетательные, наблюдательные и т.д. По возможности для специальных целей используются уже пробуренные скважины.
Технические	Обеспечение жизнедеятельности месторождения	Скважины, поставляющие воду, служащие для захоронения отходов и т.д.

границах и в интервалах развития нефтегазоносных свит и коллекторов. В скважинах производится отбор керна, шлама, осуществляется полный комплекс ГИС, сейсмокаротаж для проверки основных сейсмических горизонтов, геохимические исследования, опробование перспективных объектов и т.д. Бурение параметрических скважин является ведущим видом региональных геолого-геофизических исследований на нефть и газ в относительно изученных районах.

Структурные скважины бурят в ряде районов для выявления и подготовки к поисковому бурению перспективных площадей. Структурное бурение используется в сложных геологических условиях, когда геофизическими методами не удастся решить задачу подготовки структур, и для уточнения отдельных деталей строения (прослеживания разрывных нарушений, перерывов, зон выклинивания) в комплексе с геофизическими методами. Данное бурение выполняется в тех случаях, когда геофизические исследования (сейсморазведка, электроразведка и т.д.) не позволяют детализировать строение поисковых объектов. Основным критерием оптимальности при выборе плотности сети скважин является размерность предполагаемых к выявлению поднятий. Структурные скважины обычно бурятся на опорных профильных геофизических пересечениях для уточнения строения геологически сложных участков, привязки и корреляции сейсмических отражений или электрических реперов, получения данных о литологофизических параметрах разреза для более надежной интерпретации геофизических материалов.

Структурные скважины бурят до маркирующих горизонтов, по которым можно построить надежные структурные карты, для подготовки к глубокому бурению перспективных структур. Глубина скважин определяется в зависимости от глубины залегания маркирующих горизонтов, характеризующих строение перспективных отложений, но не должно превышать 2–2,5 км.

При бурении структурных скважин осуществляют: отбор и исследование керна в объеме, обеспечивающем построение разреза и определение его характеристик; геолого-технологические, геохимические и промыслово-геофизические исследования; опробование и испытание объектов в открытом стволе и колонне (при наличии в разрезе нефтегазоперспективных горизонтов).

Поисковые скважины бурят на площадях, подготовленных поисковыми работами геологическими и геофизическими методами, с целью открытия новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценки их промышленной значимости, а также бурятся на месторождениях для поиска залежей в ниже или выше ранее открытых горизонтах.

Поисковые скважины бурятся на площадях, подготовленных к глубокому бурению, с целью поисков залежей нефти и газа. Глубины поисковых скважин колеблются от 1000-1500 до 3000-5000 м и более в зависимости от геологических условий и задач, а их конструкция должна обеспечивать как опробование, так и эксплуатацию залежей нефти и газа.

Поисковыми являются все скважины, заложенные с целью открытия новых залежей нефти и газа и пробуренные до получения первого промышленного притока, а также первые скважины, пробуренные на обособленных блоках или с целью вскрытия более глубоких горизонтов. В поисковых скважинах производится поинтервальный отбор керна по всему разрезу, не изученному бурением, но в основном на стратиграфических границах и в интервалах предполагаемых нефтегазоносных горизонтов. В них осуществляется комплекс промыслово-геофизических и геохимических исследований с целью детального изучения разреза и его нефтегазоносности. В процессе опробования производится отбор проб нефти, газа и воды на анализы. По результатам бурения поисковых скважин определяются запасы по категориям C_1 и C_2 .

Разведочные скважины бурятся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью оценки (уточнения) запасов по промышленным категориям и сбора необходимых данных для технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) залежи, детального изучения открытых скоплений, их оконтуривания, получения подсчетных параметров, подсчета промышленных запасов и подготовки залежей к разработке. В результате бурения разведочных скважин должны быть получены данные для количественной оценки запасов промышленных категорий и для составления технологических схем и проектов разработки. При бурении разведочных скважин изучают особенности литолого-стратиграфического разреза, положение нефтегазосодержащих пластов в разрезе, структурные формы отдельных стратиграфических комплексов и продуктивных пластов; высотные положения газонефтяных, газоводяных, и водонефтяных контактов, контуры нефтегазоносности, форму и размеры залежей; определяют мощности (общая, эффективная и нефтегазонасыщенная), литолого-минералогический гранулометрический состав, пористость и трещиноватость, проницаемость, карбонатность и глинистость нефтегазонасыщенность и газонасыщенность продуктивных пластов, а также изменение этих параметров по площади; уточняют оптимальные условия эксплуатации скважин (рабочие суточные дебиты нефти и газа, оптимальные газовые факторы, допускаемые депрессии на пласт), режим работы залежей.

Отбор керна производится в интервале продуктивных пластов нефтегазоносных горизонтов с целью изучения коллекторских свойств пород. Промыслово-геофизические исследования осуществляются по всему стволу скважин. Проводят испытания нефтегазоносных и водоносных горизонтов, отбор поверхностных и глубинных проб нефти и газа, их опробование, а также пробную эксплуатацию выявленных залежей. При разработке залежей разведочные скважины часто используют как эксплуатационные.

Эксплуатационные скважины бурят для разработки залежей нефти и газа. Они подразделяются на собственно эксплуатационные, предназначенные для извлечения нефти и газа из залежи, опережающие эксплуатационные, добывающие эксплуатационные, оценочные, нагнетательные и наблюдательные (контрольные, пьезометрические). Эксплуатационные скважины бурят для разработки и эксплуатации залежей нефти и газа, применяются на завершающих стадиях разведки залежей УВ, при проведении опытно-промышленной эксплуатации, которая ведется разведочными скважинами или опережающими эксплуатационными скважинами, а также для разработки залежей нефти и газа.

Глава 3 . КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ

Углеводородная генерационно-аккумуляционная система (УГАС) – геосреда, включающая: нефтегазоматеринский литолого-стратиграфический комплекс и очаги активного проявления процессов генерации УВ; миграционно-дренажные пути между очагом генерации и зоной аккумуляции нефти и газа; основной природный резервуар, содержащий около 50% всей новообразованной нефти, региональную покрывку, ловушки зоны аккумуляции, осадочные породы, перекрывающие очаг и продуктивные резервуары (табл. 2). Нефтематеринские породы имеют три стадии развития: потенциально нефтематеринскую, нефтепроизводящую и постнефтематеринскую. Потенциально нефтегазоматеринские толщи, которые не погружались на глубины, где существуют благоприятные условия для нефтегазообразования, так и не реализовали свои возможности по генерации нефтяных УВ.

Если нефтематеринские отложения в погружающемся осадочном бассейне оказываются в зоне температур $>60^{\circ}\text{C}$, то эта область – очаг нефтеобразования, который характеризуется: 1) развитием главной фазы нефтеобразования; 2) массовой эмиграцией нефти; 3) формированием залежей в ловушках (при достижении оптимальных РТ-условий).

Таблица 2.

Характеристика основных элементов углеводородной
генерационно-аккумуляционной системы

Определение - термин	Характеристика определяется
Коллекторы	
Горная порода, обладающая способностью вмещать нефть, газ и воду, и отдавать эти полезные ископаемые при разработке	Типом породы, типом проницаемости, величинами пористости, эффективной пористости, проницаемости
Природный резервуар	
Природная емкость для нефти, газа и воды, существование которой обусловлено соотношением коллектора с низко проницаемыми породами	Типом коллектора, соотношением коллектора с непроницаемыми породами, емкостью, гидродинамической характеристикой, и пластовой энергией, формой и условиями залегания
Ловушка	
Часть природного резервуара, ограниченная непроницаемыми экранами, в объеме которого возможно скопление углеводородов и установление фазового равновесия	Типами резервуара и коллектора, условиями образования, формой, емкостью. В частном случае у резервуаров, литологически ограниченных со всех сторон, параметры ловушки и резервуара могут совпадать, когда весь резервуар представлен одной ловушкой
Залежь	
Естественное единичное скопление УВ в проницаемых пористых или трещиноватых коллекторах в ловушке, надежно экранированной флюидоупорами, обеспечивающими консервацию и длительную сохранность УВ (вплоть до современного этапа)	Особенностями, имеющими универсальный характер, и используются как по последовательности применения морфогенетических и других факторов (структурно-тектонических, седиментационных, литолого-фациальных, денудационных), так и комплексно
Месторождение	
Совокупность (или группа) залежей одного или нескольких типов в едином природном резервуаре, приуроченных к одной или нескольким естественным ловушкам, расположенным на одной локальной площади с близкими геологическими условиями залегания пород	

Основа типизации залежей и месторождений нефти и газа. Существуют многочисленные классификации залежей УВ, отражающие особенности их морфологии и условий образования. И. О. Брод в 1951 году разделил залежи по форме ловушки на три группы: пластовые (сводовые и экранированные), массивные в выступах, ограниченные со всех сторон. Классификация залежей нефти и газа должна отражать главнейшие особенности формирования ловушек, с которыми они генетически связаны. Э. А. Бакиров на основе этого принципа выделил 4 основных класса локальных скоплений УВ

Классификационные категории залежей и месторождений по Э. А. Бакирову [16]:

I. Класс структурных (антиклинальных, брахиантиклинальных, куполовидных, диапировых, криптодиапировых) ловушек и сводовых, пластовых или массивных залежей или месторождений.

II. Класс рифогенных (биогермных, рифовых, биостромных и других) ловушек и сводовых рифовых массивных залежей и месторождений

III. Класс литологических (неантиклинальных) заливообразных или шнурковых или баровых ловушек и литологически ограниченных пластовых или массивных залежей и месторождений.

IV. Класс стратиграфических (неантиклинальных) заливообразных или эрозионных ловушек и стратиграфически ограниченных пластовых или массивных залежей и месторождений.

Класс структурных залежей, приуроченных к различным видам локальных тектонических структур. *Залежи антиклинальных структур* (табл. 3) приурочены к локальным поднятиям различного вида простого или нарушенного строения.

Таблица 3.

Классификация залежей углеводородного сырья

Класс	Группа	Подгруппа
Структурный	Залежи антиклинальных структур	Сводовые Тектонически экранированные Приконтактные Висячие
	Залежи моноклиналей	Экранированные разрывными нарушениями Связанные с флексурными образованиями Связанные со структурными носами
	Залежи синклинальных структур	
Рифогенный	Залежи, связанные с рифовыми массивами	
Литологический	Залежи литологически экранированные	Приуроченные к участкам выклинивания коллекторов Приуроченные к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми Экранированные асфальтом или битумом
	Залежи литологически ограниченные	Приуроченные к песчаным образованиям русел палеорек (шнурковые, или рукавообразные) Приуроченные к прибрежно-песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров Линзовидные (или гнездовидные)
Стратиграфический	Залежи в коллекторах, срезанных эрозией и перекрытых непроницаемыми породами	Связанные со стратиграфическими несогласиями на тектонических структурах Связанные со стратиграфическими несогласиями, приуроченными к эродированной поверхности погребенных останцов палеорельефа или выступов кристаллического фундамента

Сводовые залежи формируются в локальных структурах простого ненарушенного строения или осложненных разрывными нарушениями, диапиризмом, грязевыми вулканами, солянокупольной тектоникой и т. п. (рис. 2).

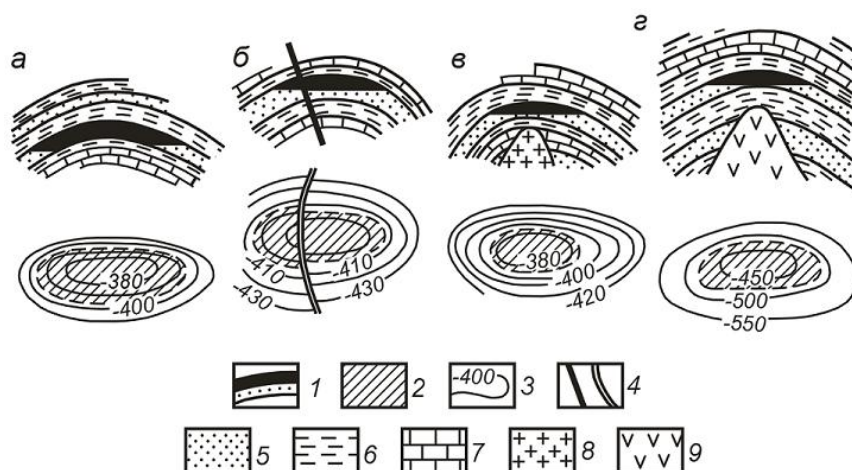


Рис. 2. Виды сводовых залежей антиклинальных структур в плане и разрезе
(по Э. А. Бакирову [16]):

а – ненарушенного строения; *б* – с тектоническим нарушением; *в* – осложненной криптодиапиром или вулканогенными образованиями; *г* – с соляным штоком

Висячие залежи располагаются обычно на крыльях, а иногда и на периклиналях локальных структур простого или сложного строения (рис. 3). Характерная особенность висячих залежей – аномальное расположение. Контуры водонефтяного контакта обычно не соответствуют изогипсам кровли или подошвы продуктивного пласта, а секут их под разными углами.

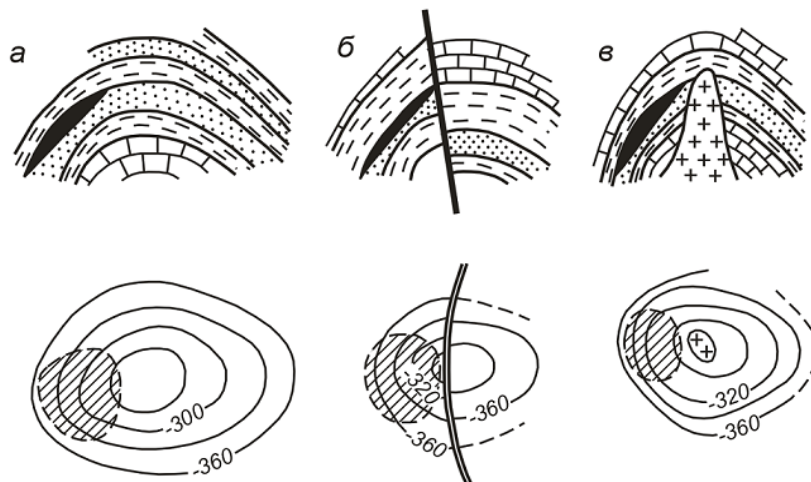


Рис. 3. Висячие залежи антиклинальных структур:

а – сводовая простого, ненарушенного строения; *б* – осложненных разрывным нарушением, *в* – осложненных криптодиапиром или соляным штоком

Тектонически экранированные залежи – вдоль сбросов или взбросов, осложняющих локальные антиклинальные складки. В зависимости от пространственного положения и ориентировки разрывных нарушений залежи могут находиться в различных частях структуры: на своде, крыльях или периклиналях.

Тектоническое экранирование обычно обусловлено дизъюнктивным нарушением, по которому коллектор приведен в контакт с флюидоупором. При этом само нарушение должно быть непроницаемым. Часто один и тот же

пласт содержит самостоятельные залежи в разных блоках, разобщенных нарушениями. *Приконтактные залежи* – на контакте продуктивных горизонтов с соляным штоком, с диапировым ядром или же с вулканогенными образованиями.

Залежи моноклиальных структур (табл. 3) связаны с флексурными образованиями, со структурными носами или же разрывными нарушениями, осложняющими моноклинали (рис. 4).

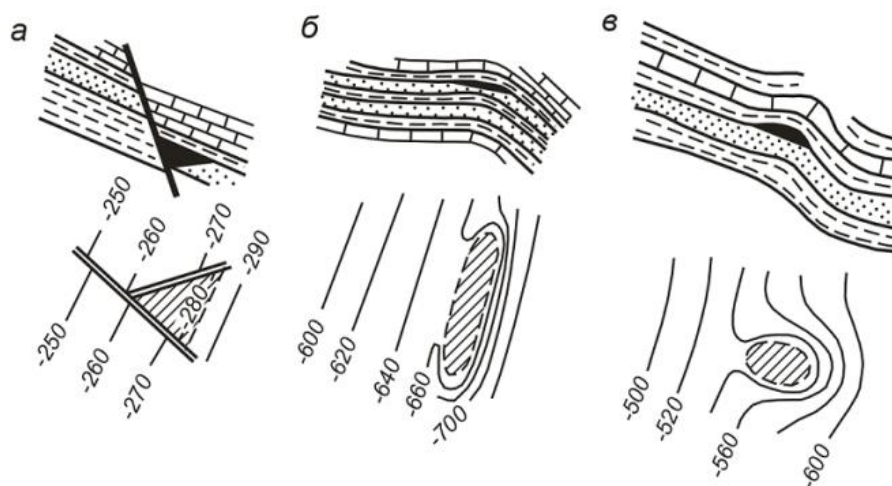


Рис. 4. Залежи моноклиальных структур:

а – экранированные разрывными нарушениями; *б* – связанные с флексурными образованиями; *в* – приконтактные, осложненные структурным носом

Залежи синклинальных структур формируются в крыльевых частях синклиналей в практически безводных коллекторах под действием сил гравитации. Встречаются редко.

Тектоническое экранирование обычно обусловлено дизъюнктивным нарушением, по которому коллектор приведен в контакт с флюидоупором (рис. 5–11). При этом само нарушение должно быть непроницаемым. Часто один и тот же пласт содержит самостоятельные залежи в разных блоках, разобщенных нарушениями.

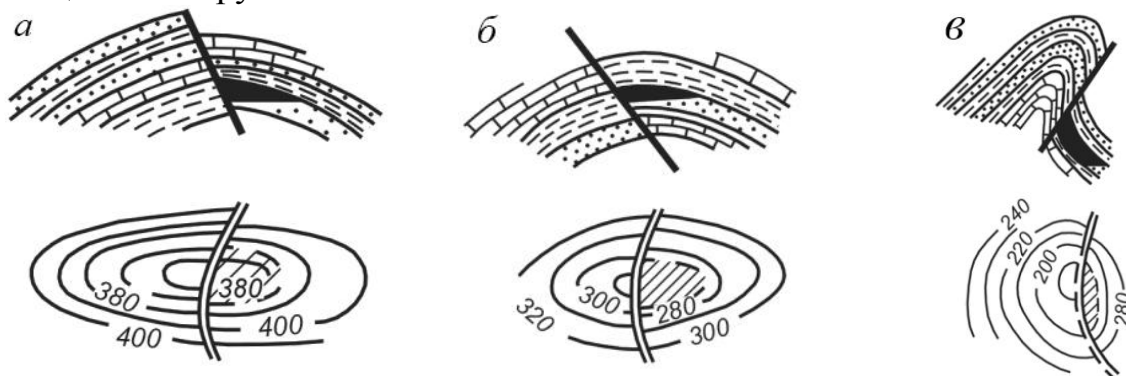


Рис. 5. Тектонически экранированные залежи в разрезе и плане:

а, б – присбросовые; *в* – поднадвиговая

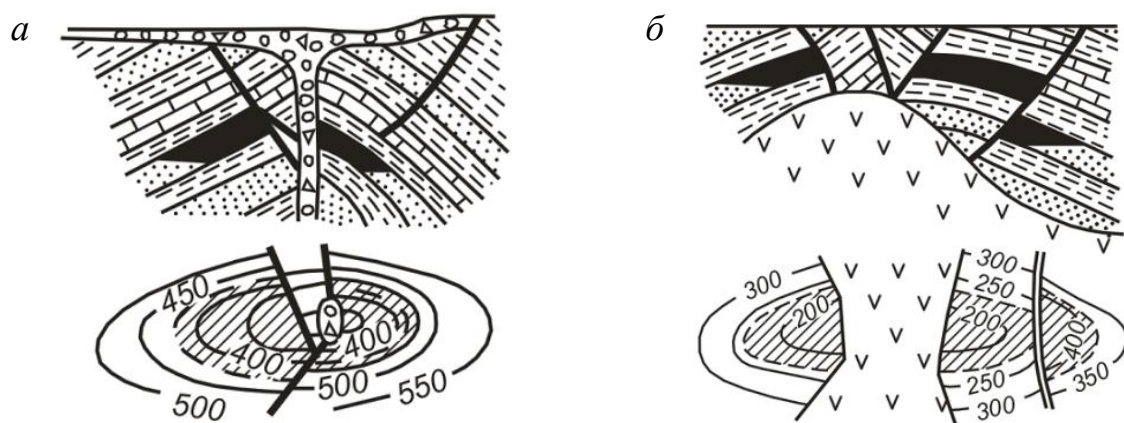


Рис. 6. Тектонически экранированные залежи в разрезе и плане структур, осложненных:

а – диапиризмом или грязевым вулканизмом; *б* – солянокупольной структурой

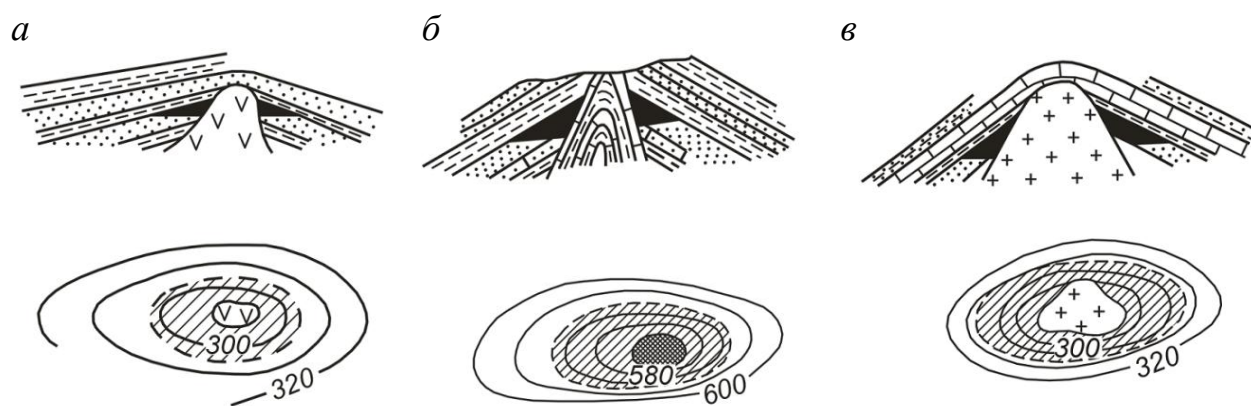


Рис. 7. Сводовые приконтактные залежи антиклинальных структур:

а – с соляным штоком; *б* – с диапировым ядром или с образованиями грязевого вулканизма; *в* – осложненных криптодиапиром или вулканогенными образованиями

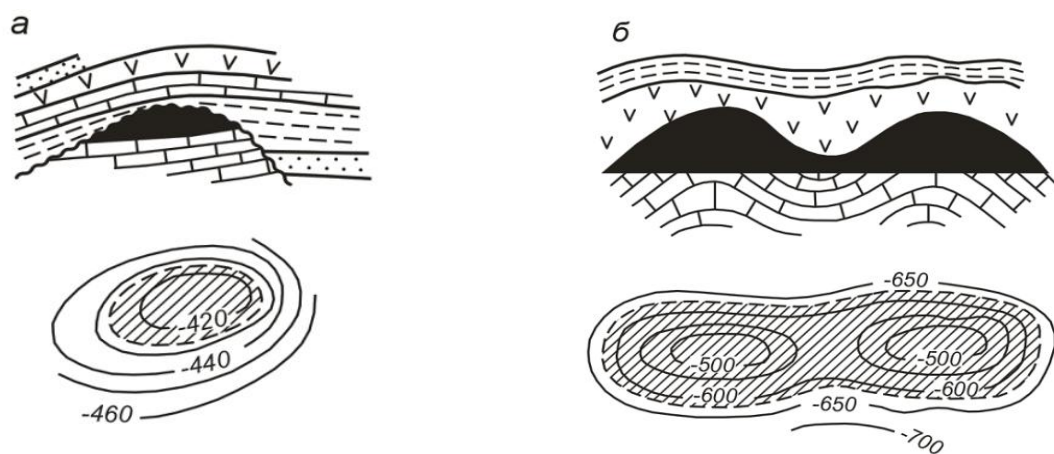


Рис. 8. Рифогенные залежи:

а – в одиночном рифовом массиве; *б* – в группе рифовых массивов

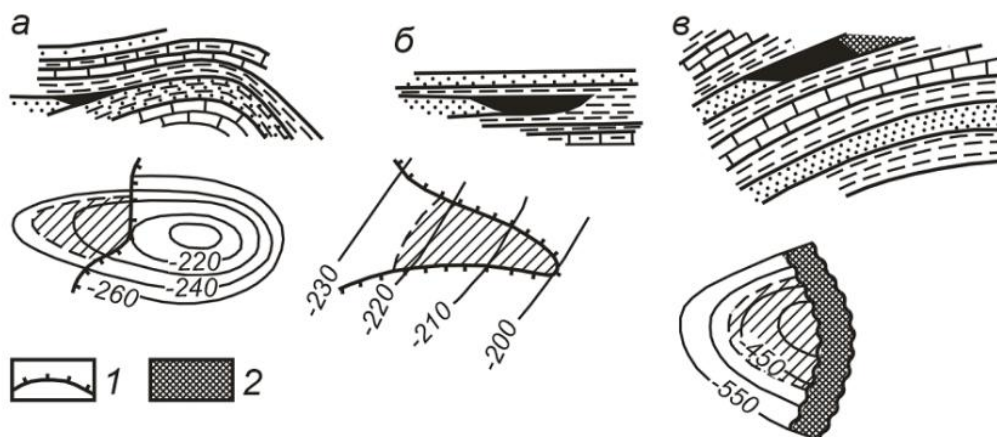


Рис. 9. Литологически экранированные залежи:

а – приуроченные к участкам выклинивания пласта-коллектора; *б* – связанные с замещением проницаемых пород непроницаемыми; *в* – запечатанные асфальтом; 1 – линия выклинивания пласта-коллектора; 2 – асфальт

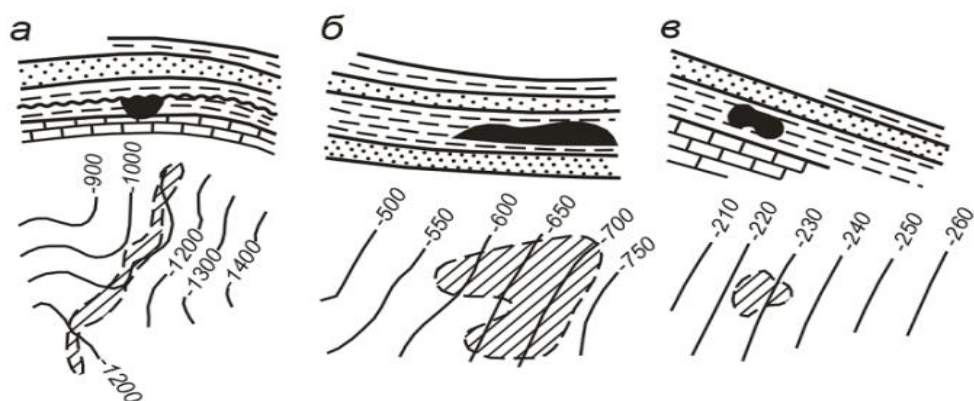


Рис. 10. Литологически ограниченные залежи:

а – шнурковые, связанные с руслами и дельтами палеорек; *б* – баровыми телами; *в* – линзами

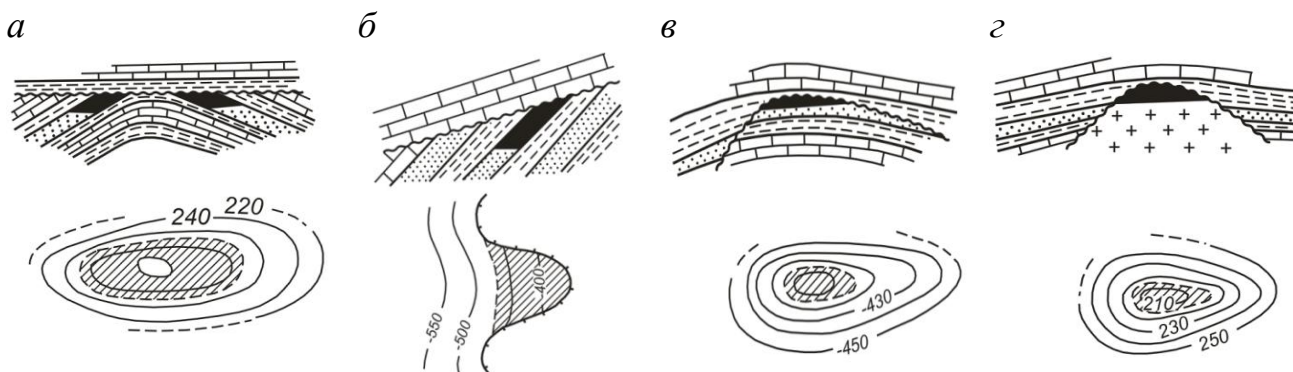


Рис. 11. Стратиграфически экранированные залежи:

а – в пределах локальной антиклинальной структуры; *б* – на моноклинали; *в* – пределах эрозионного палеоостанца (связанные с палеохолмами палеорельефа); *г* – в пределах эрозионных и эрозионно-тектонических выступов кристаллических пород

Глава 4 . КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИЙ

Понятие о запасах и ресурсах нефти и газа и их классификации. Основной характеристикой залежи являются *запасы*: количество нефти и газа, выявленное по данным бурения и достаточное для промышленной разработки.

Запасы подразделяются на *геологические и извлекаемые*. *Геологические запасы* – количество нефти и газа, находящееся в залежах и *подсчитанное* по результатам бурения и разработки залежей. *Извлекаемые запасы* – часть геологических запасов, которая может быть извлечена из недр экономически эффективно при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды. Соотношение между извлекаемыми и геологическими запасами определяется *коэффициентом извлечения* в зависимости от геологических и технологических особенностей добычи. Для нефти он колеблется в пределах от 0,1 до 0,8, а для газа – 0,9. *Трудноизвлекаемые запасы* – запасы залежей с высоковязкой нефтью, подгазовых залежей, залежей с низкопроницаемыми и низкопродуктивными коллекторами, которые являются сложно разрабатываемыми.

В настоящее время в Беларуси оценка запасов и ресурсов УВ выполняется в соответствии с утвержденной в 2009 году инструкцией [7, 8].

Запасы углеводородов, имеющие промышленное значение (далее – запасы, если не оговорено иное) по степени изученности и обоснованности подразделяется на: доказанные (запасы категорий А, В, С₁); предварительно оцененные (запасы категории С₂).

Ресурсы углеводородов *по степени их обоснованности и изученности подразделяются на*: перспективные (ресурсы категории D₀); прогнозные (категории D₁ и D₂).

Запасы категории А – это запасы разрабатываемой залежи (ее части), разбуренной по эксплуатационной сетке буровых скважин в соответствии с проектной документацией на разработку месторождения углеводородов, обеспечивающей полное определение типа, формы и размера залежи, литологического состава пород, типа коллекторов и их эффективных нефтегазонасыщенных толщин, фильтрационно-емкостных свойств, нефтегазонасыщенности пластов, состава и свойств углеводородов в пластовых и стандартных условиях, пластовых давления и температуры, а также параметров, характеризующих продуктивность залежи (дебиты углеводородов, гидрорепроводность и пьезопроводность пласта).

Запасы категории В – это запасы разрабатываемой в процессе пробной эксплуатации месторождения углеводородов (опытно-промышленной разработке природного газа) залежи (ее части), разбуренной по эксплуатационной сетке буровых скважин в соответствии с технологической схемой разработки месторождения углеводородов или проектной документации на опытно-промышленную разработку месторождения природного газа.

Запасы категории C_1 – это запасы залежи полностью или частично разведанной, нефтегазоносность которой установлена на основании полученных в буровых скважинах промышленных притоков углеводородов (часть скважин опробована испытателями пластов) и положительных результатов геолого-геофизических исследований в неопробованных буровых скважинах. Сумма запасов категорий А, В и C_1 используется для определения уровня отбора углеводородов.

Запасы категории C_2 – это запасы залежей, наличие которых обосновано результатами геолого-геофизических исследований: в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с доказанными запасами; в промежуточных и вышезалегающих неопробованных пластах разведанных и (или) разрабатываемых месторождений углеводородов.

Перспективные ресурсы (ресурсы категории D_0) – ресурсы ловушек, находящихся в пределах *нефтегазоносного района* и *подготовленных* к поисковому бурению проверенными для данного района методами геолого-геофизических исследований в горизонтах, продуктивность которых доказана на соседних залежах, расположенных в одинаковых геологических условиях, а также извлекаемые ресурсы месторождений УВ в нескрытых бурением пластах, продуктивность которых доказана на сходных по строению залежах других месторождений УВ. *Перспективные ресурсы* (ресурсы категории D_0) являются основанием для постановки поискового бурения и планирования прироста запасов категорий C_1 и C_2 .

Прогнозные ресурсы категории D_1 – это ресурсы углеводородов на локализованных и нелокализованных объектах нефтегазоносного района в горизонтах, продуктивность которых доказана на залежах данного нефтегазоносного района.

Прогнозные ресурсы категории D_2 – это ресурсы углеводородов нефтегазоперспективного района в литолого-стратиграфических комплексах, продуктивность которых еще не доказана, но предполагается по аналогии с соседними нефтегазоносными районами.

Группы запасов нефти и газа по степени промышленного освоения в классификациях РФ и РК ООН – сопоставимы Рамочная классификация запасов и ресурсов – универсальная система на единых критериях рыночной

экономики обеспечение сопоставимости и совместимости классификаций запасов. В 1997 г. Экономическим и социальным советом ООН был одобрен проект рамочной классификации запасов и ресурсов твердых полезных ископаемых. Укрупненные характеристики квалификации запасов/ресурсов: 1) *степень геологической изученности (этап геологической оценки)*; 2) *уровень технико-экономической изученности*; 3) *степень экономической эффективности*.

В качестве наглядного примера приведено сопоставление классификации, применяемой в Беларуси и России, и Американской классификации (рис. 12). Классификация Общества инженеров-нефтяников (SPE) – наиболее распространенная и часто используемая нефтяными компаниями для своих отчетов при оценке запасов нефти.

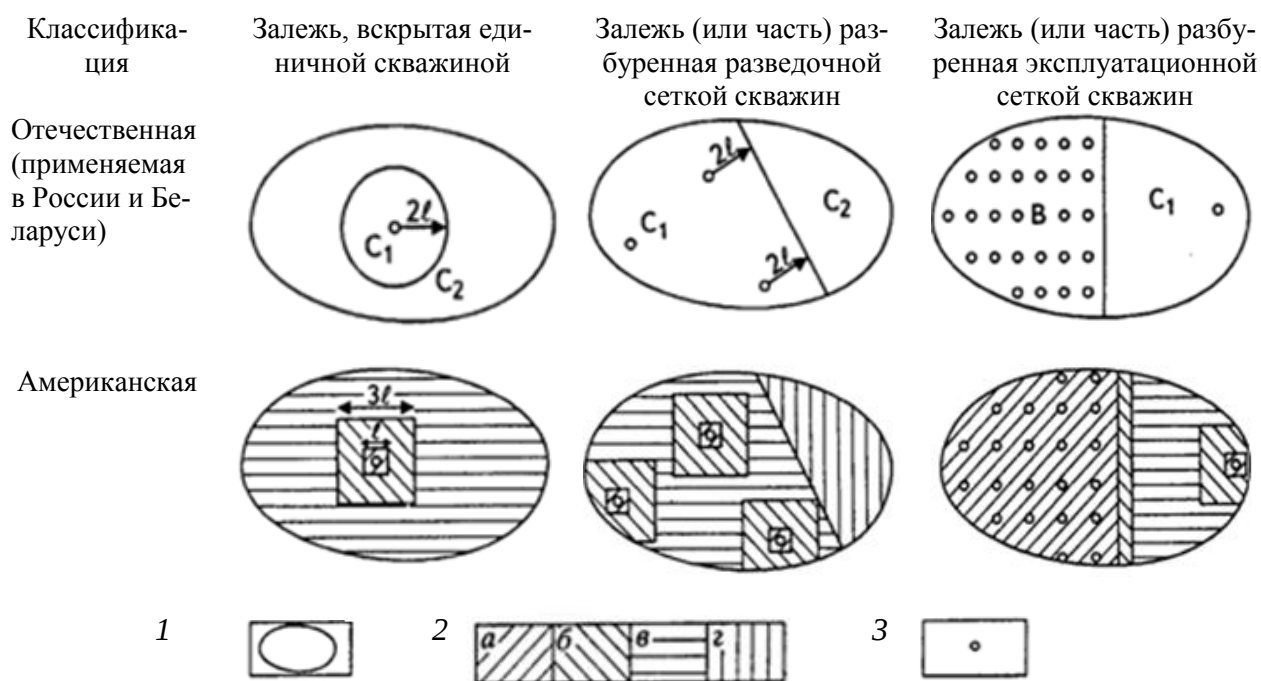


Рис. 12. Сопоставление отечественной и американской классификаций запасов нефти и газа:

1 – залежь; 2 – запасы по классификации SPE: а – доказанные «разбуренные», б – доказанные «не-разбуренные», в – вероятные, г – возможные; 3 – скважины разведочные и эксплуатационные; l – расстояние между скважинами.

Согласно отечественной классификации запасов и ресурсов нефти и газа выделяют категории запасов: А, В, C_1 , C_2 и категории ресурсов: D (D_0 , D_1 , D_2). Выделение категорий запасов тесно связано с этапами проведения геологоразведочных работ и стадиями разведки месторождений.

Категория А – запасы добываемые в соответствии с утвержденным проектом разработки. Все параметры залежи «зафиксированы», запасы выделяются на поздней стадии разработки месторождения. *Категория В* – запасы, добываемые в соответствии с утвержденным проектом разработки. Все пара-

метры залежи «не зафиксированы», запасы выделяются в начальной стадии разработки месторождения.

Категория C_1 – в основном неразрабатываемые запасы, определенные по материалам поисково-разведочного и эксплуатационного бурения и промышленного опробования.

Категория C_2 – запасы определены по материалам поисково-разведочного бурения, с учетом объемов залежей, но не проведено опробование.

Согласно классификации Общества инженеров-нефтяников SPE выделяют:

- *Доказанные запасы (Proved Reserves)* – обычно единственная категория, рассматриваемая кредиторами.

- *Вероятные запасы (Probable Reserves)* – вместе с доказанными часто составляют основу проектов разработки месторождений и принятия обязательств на проведение работ.

- *Возможные запасы (Possible Reserves)* – указывают на имеющийся потенциал и участки дальнейших исследований и сбора данных.

Отечественная классификация запасов более ориентирована на государственный учет и геологию. Классификация SPE более подходит для ведения нефтяного бизнеса.

Подсчет запасов месторождений нефти и газа. Для подсчёта запасов нефти используют следующие методы: объёмный, статистический и материального баланса. Выбор того или иного метода обусловлен качеством и количеством исходных данных, степенью изученности месторождения и режимом работы залежи нефти. В геолого-промысловой практике наиболее широко применяется объёмный метод, используемый при подсчёте запасов нефти на различных стадиях разведанности и при любом режиме работы залежи.

При подсчёте *геологических* (заклученных в пласте) запасов *объёмным методом* для нефти пользуются следующим уравнением:

$$Q_n = F h m k_n \theta \rho,$$

где Q_n – геологические (т. е. заключенные в пласте) запасы нефти, т; F – площадь нефтеносности, m^2 ; h – толщина нефтенасыщенной части разреза залежи, м; m – коэффициент открытой пористости, доли единицы; k_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли единицы; θ – пересчетный коэффициент, учитывающий изменение объема пластовой нефти при подъеме ее на поверхность $=1/b$ (b – объёмный коэффициент пластовой нефти); ρ – плотность нефти при стандартных условиях, t/m^3 .

Определяют *извлекаемые* запасы:

$$Q = Q_n \eta,$$

где Q_n – геологические запасы нефти; η – коэффициент нефтеотдачи (пределы изменения коэффициента извлечения нефти от 0,8 до сотых долей единицы, а на месторождениях Беларуси – от 0,6 до 0,1).

Существующие способы и методы разработки позволяют извлекать из недр примерно третью часть находящейся в недрах нефти: средний коэффициент нефтеотдачи по миру 0,3-0,4.

Запасы *растворенного в нефти (попутного) газа* рассчитываются по насыщенности нефти газом:

$$G_{рг} = Q_n r,$$

где $G_{рг}$ – геологические запасы растворенного газа в стандартных условиях, м³; Q_n – геологические запасы нефти, т; r – насыщенность нефти газом в пластовых условиях, м³/т.

Запасы газа подсчитывают объемным методом:

$$Q_r = F h m k_r \cdot 10p,$$

где Q_r – геологические запасы газа, м³; F – площадь газоносности, м²; h – толщина газонасыщенной части разреза, м; m – коэффициент открытой пористости, доли единицы; k_r – коэффициент газонасыщенности, доли единицы; p – начальное пластовое давление, МПа.

При точных подсчетах применяются дополнительные поправки.

Метод материального баланса при подсчете запасов основан на предположении о равенстве суммы извлеченных и оставшихся в залежи пластовых флюидов и первоначального их количества. *Метод материального баланса* – используется в основном при подсчете запасов газа, а также запасов нефти в случае трещиноватых коллекторов, когда невозможно определить объем пор. Принцип метода: изучение изменения пластового давления в залежи в процессе разработки, т. е. извлечения из нее нефти, газа и воды.

Таким образом, метод материального баланса основан на принципе равенства количества извлеченных и оставшихся в залежи запасов их первоначальному количеству.

$$Q_{н0} = Q_n + Q_{н.ост} = \text{const},$$

где $Q_{н0}$ – объем УВ, содержащихся в залежи до начала ее разработки; Q_n – объем УВ, извлеченных из залежи; $Q_{н.ост}$ – объем УВ, оставшихся в залежи на любой момент разработки.

Различия методов, основанных на принципе материального баланса, обусловлены режимами работы залежей. В зависимости от режимов работы (упругий, упруговодонапорный, смешанный) и условий разработки залежи можно выделить различные методы материального баланса.

Глава 5 . ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА СИСТЕМЫ РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Генеральным принципом разведочных работ, вытекающим из необходимости максимально достоверного изучения всего объема залежи и регламентирующим проведение разведки, является *принцип равномерности или равнопредставительности*. Говоря о равномерности сети наблюдений, в геологической литературе подразумевают *регулярные* сети (квадратные, треугольные и др.) (табл. 4). Регулярная сеть наиболее эффективна или вполне приемлема при решении целого ряда геологических задач. Действительно, при равномерной (регулярной) сети исключается пропуск аномалий выпуклой формы, которые при параллельном их перемещении не могут быть вписаны в элементарную ячейку сети. Особенно эффективна равномерная сеть при выявлении наиболее крупных объектов.

Таблица 4.

Типы систем размещения скважин

Тип системы размещения скважин			Характеристика	Область применения
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 отметках по профилю, пересекающему структуру или площадь залежи в определенном направлении	Разведка структурных и неантиклинальных залежей Эксплуатационное разбуривание
		Замкнутая (кольцевая)	Скважины размещаются последовательными рядами вокруг скважины-открывательницы на одинаковых гипсометрических отметках базисного продуктивного горизонта	Разведка сводовых изометричных структур Эксплуатационное разбуривание сводовых изометричных залежей
Нерегулярная			Скважины размещаются в оптимальных точках и соответствии в принятым алгоритмом размещения	Адаптивная разведка

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) в качестве правила размещения разведочных скважин был предложен для разведки массивных залежей Г. А. Габриэлянцем и В. И. Пороскуном [3].

Одним из наиболее сложных вопросов разведки является *определение минимального числа скважин*, необходимого для изучения залежи нефти или газа. *Минимально необходимым* числом следует считать такое количество

скважин, после которого дальнейшее заложение новых разведочных скважин не приведет к заметным изменениям установленных средних параметров пласта.

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 влияние на выбор системы размещения разведочных скважин оказывает распределение запасов по площади, которое контролируется тремя геологическими границами – кровлей, подошвой продуктивного пласта и поверхностью водонефтяного контакта (ВНК) (или твердожидкостного контакта – ТЖК). В зависимости от типа резервуара влияние той или иной геологической границы на распределение запасов существенно изменяется.

Разнообразие геологического строения нефтяных и газовых месторождений обуславливает 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. На многих нефтяных месторождениях СНГ принималась треугольная система расположения скважин. На нефтяных месторождениях США обычно применяют квадратную сетку в связи с удобством размещения скважин вдоль границ отдельных нефтяных участков, имеющих, как правило, прямоугольную форму.

Треугольная система предусматривает заложение новой разведочной скважины в вершине равностороннего треугольника, два других угла составляют скважины, давшие нефть. Суть «*треугольной системы*»: в пределах предполагаемого сводового участка закладываются две или три скважины вдоль длинной оси. К достоинствам этой системы следует отнести то, что при заложении скважин достигается равномерное освещение всей нефтяной залежи. Однако треугольная система обладает рядом существенных недостатков. Вследствие того, что заложение каждой новой скважины производится в зависимости от получения положительных результатов соседней бурящейся скважины, разведка и оконтуривание всей залежи затягиваются на длительный срок. Аналогична по технологии ведения работ – *квадратная система размещения* разведочных скважин.

Системы размещения скважин рядами можно разделить на две группы: с незамкнутыми рядами (*профильная*) и с замкнутыми рядами (*кольцевая*) (рис. 13).

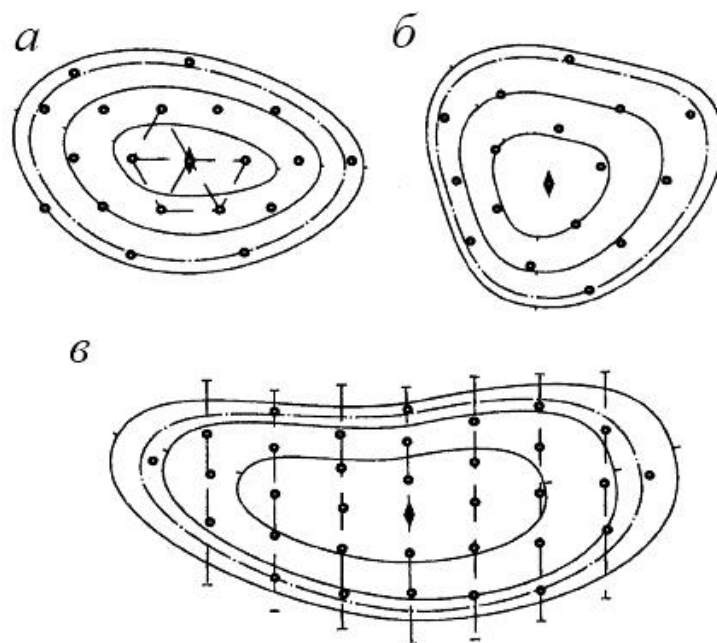


Рис. 13. Размещение разведочных скважин:

А – по треугольной; Б – по кольцевой; В – по профильной системам [2]

Профильная система. Характерной чертой терригенных отложений многих нефтегазоносных районов является изменчивость их литологического состава. В этой связи достоверность большинства геологических построений зависит от правильности сопоставления разрезов. В условиях значительной изменчивости литологического состава продуктивных горизонтов профильные разрезы, проведенные вкrest простирания пластов, дают наиболее правильную картину геологического строения залежей, в особенности в тех случаях, когда для их составления используются скважины, лежащие на линии профилей или вблизи нее (рис. 13).

Профильная система размещения разведочных скважин, дающая возможность при минимальном числе скважин составить правильное представление о геологическом строении нефтяных и газовых залежей, является наиболее рациональной.

Кольцевая система. Разведку и оконтуривание залежей нефти, приуроченных к широким и пологим антиклинальным структурам, можно осуществлять и по кольцевой системе с последовательным размещением новых колец скважины по падению пластов (рис. 13). Кольцевая система размещения скважин не может быть рекомендована для многих типов залежей: литологических, стратиграфических, тектонически экранированных и др.

В зависимости от геологических условий и по последовательности бурения разведочных скважин *система разведки* может быть сгущающейся или ползущей. *Сгущающаяся система разведки* предполагает охват бурением всей залежи с последующим уплотнением 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. Число скважин зависит от запасов месторождения. *Ползущая система разведки* предполагает постоянный охват площади залежи плотной сеткой скважин, поэтому последующего уплотнения сети разведочных скважин не требуется. При этом существенно сокращается количество непродуктивных скважин, однако удлиняются сроки разведки.

Определение предельного числа поисковых скважин. Ранее считалось допустимым бурение 3-х поисковых скважин, а на большее число требовалось специальное обоснование. В настоящее время используется предложенный В. Я. Соколовым расчет [14]. Обоснованным считается заложение k -й скважины, если

$$Q_n > kqH_k,$$

где Q_n – невыеявленные запасы; q – средний многолетний прирост запасов нефти и газа на 1 м поискового бурения; H_k – глубина k -й поисковой скважины.

Невыеявленные запасы – максимально возможные запасы нефти и газа, которые могли бы быть обнаружены в ловушке в результате бурения первой поисковой скважины, не давшей положительный результат.

Определение экономически целесообразного количества поисковых скважин: знание оптимальной стоимости единицы запасов в данном районе, величины ресурсов D_1 и D_2 и стоимости скважин.

Обоснование глубины поисковых скважин. Ранее поиски велись на всю толщину осадочного чехла, или максимальную технически доступную глубину. В настоящее время бурение проводится до нижней границы перспективных отложений, в которых выявлена ловушка, или до нижней границы зоны перспективных отложений.

Приоритетные точки бурения скважин. Выбор приоритетных точек бурения скважин зависит от геологической модели образования залежи в данном районе. На подстадии поисков скважина (ы) должны закладываться в такой точке (ах), которая позволит однозначно доказать наличие скопления углеводородов и оценить масштабы открытия, или установить бесперспективность площади (рис. 14). *Принципиальная последовательность приоритетных точек* в ловушках различного типа: 1) верхние (сводовые) части; 2) участки наименее выраженного замыкания ловушки, определяющие возможность распространения залежи и ее вероятную высоту; 3) участки, примыкающие к зонам экранирования; 4) зоны развития межфазовых контактов.

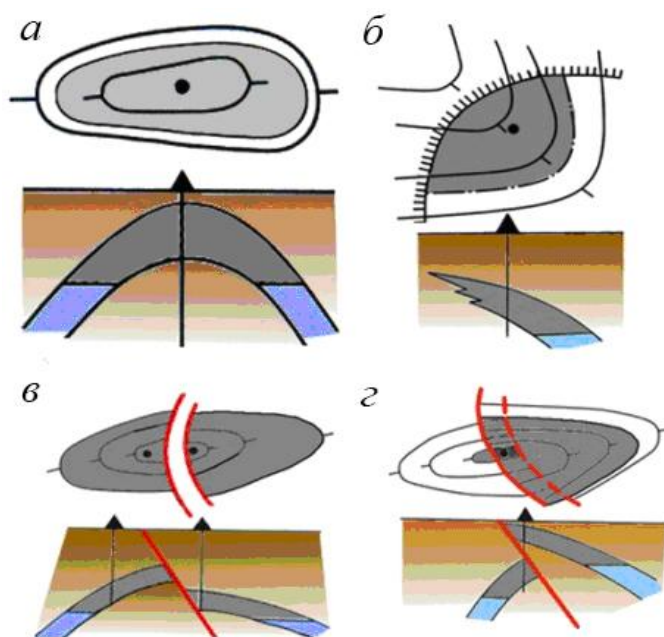


Рис. 14. Приоритетные точки размещения поисковых скважин в залежах различных классов:

а – сводовая залежь, *б* – литологическая залежь, *в* – осложненная сбросом, *г* – осложненная взбросом

Оценочные скважины бурят уже после открытия месторождения, их размещение зависит от результатов уже пробуренных. Совокупность поисковых и оценочных скважин образуют системы, конфигурация которых зависит от особенностей объекта.

Глава 6. ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РАЗНОГО ТИПА

Как на платформенных, так и на складчатых территориях редко встречаются однопластовые месторождения, приуроченные только к одному горизонту отдельных литолого-стратиграфических комплексов. Месторождения геосинклинальных областей обладают еще более значительными мощностями нефтегазоносных отложений и содержат большое количество залежей. 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.

Важнейшим методическим приемом при проведении разведочных работ на многозалежных месторождениях является выделение *этажей разведки*. *Этаж разведки* – часть разреза месторождения, включающая одну или несколько залежей, которые могут разведываться одной самостоятельной сеткой скважин. В один этаж разведки объединяются сходные по геологическо-

му строению, составу флюидальной системы и условиям бурения и разработки залежи, расположенные в разрезе близко друг от друга. 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.

Разведка многопластовых месторождений нефти и газа в существующей практике проводится в основном по двум системам: *сверху – вниз и снизу – вверх*. Система *разведки сверху – вниз* предусматривает последовательную разведку каждого нижележащего горизонта в многопластовом месторождении после разведки вышележащего, т. е. после выявления нефтеносности верхнего I горизонта, последующий этап характеризуется его оконтуриванием и одновременно бурением поисковых скважин на II горизонт. В последующем, в период проведения разведки II горизонта, закладываются поисковые скважины на III горизонт и т. д. При этом исключается возможность одновременного вскрытия нескольких нефтеносных горизонтов.

Система *разведки снизу – вверх* предусматривает вскрытие нижних перспективных свит, залегающих на глубинах, доступных современной технике бурения с освещением нефтегазоносности всей осадочной толщи. Эта система предполагает разведку группы нефтяных и газовых горизонтов путем последовательной разведки каждого вышележащего горизонта после нижележащего. Нижний горизонт, с которого начинается разведка, называется *базисным*. Разведку нефтяных и газовых залежей по системе *снизу – вверх* обеспечивает наиболее быстрое изучение месторождения при сравнительно минимальных затратах.

По наличию в разрезе геологических предпосылок для разделения продуктивного разреза на самостоятельные этажи выделяются два основных типа многозалежных месторождений. Нефтегазоносные пласты в *месторождениях I группы* представляют единую продуктивную пачку значительной мощности. *На месторождениях II группы* отдельные залежи или группы близкорасположенных залежей разделены в разрезе значительными по мощности промежуточными толщами. Группы залежей обычно приурочены к разным литолого-стратиграфическим комплексам.

Пластовые залежи – наиболее распространенный тип скоплений нефти и газа. Основные отличительные черты пластового резервуара: а) ограничение резервуара в кровле и подошве слабопроницаемыми породами; б) сохра-

нение пластового характера, а отчасти толщины и литологического состава на значительной площади.

В практике разведки пластовых залежей используют *профильную, кольцевую и треугольную* системы размещения скважин. Причем профильная система, как правило, считается наиболее универсальной. При линейной вытянутости структуры 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.

Заложение скважин на антиклиналях простого ненарушенного строения. В зависимости от вида ловушки на площадях, подготовленных геофизическими и другими методами, закладывают одну (в случае простого строения), или несколько (в случае нарушенного сбросами, или сдвигами) поисковых скважин, вскрывающий разрез в сводовой части. Вторую скважину закладывают в «критическом направлении» – в месте наименее выраженного замыкания ловушки (рис. 15). В большинстве случаев для предварительной оценки бурят один, или два профиля скважин (рис. 15), однако в настоящее время наиболее распространен классический поисковый крест из 5 скважин (рис. 15). Иногда из классического креста изымаются одна, или две скважины. На узких складках поиск ведут профилем из 2–3 скважин, а оценку – диагональным профилем из трех скважин. Если этого оказалось недостаточно, добавляют еще один диагональный профиль (рис. 15). При опосковании куполовидных складок, первую скважину закладывают в своде, а затем закладывают 3 скважины по радиальным профилям под углом 120° (трехлучевая система).

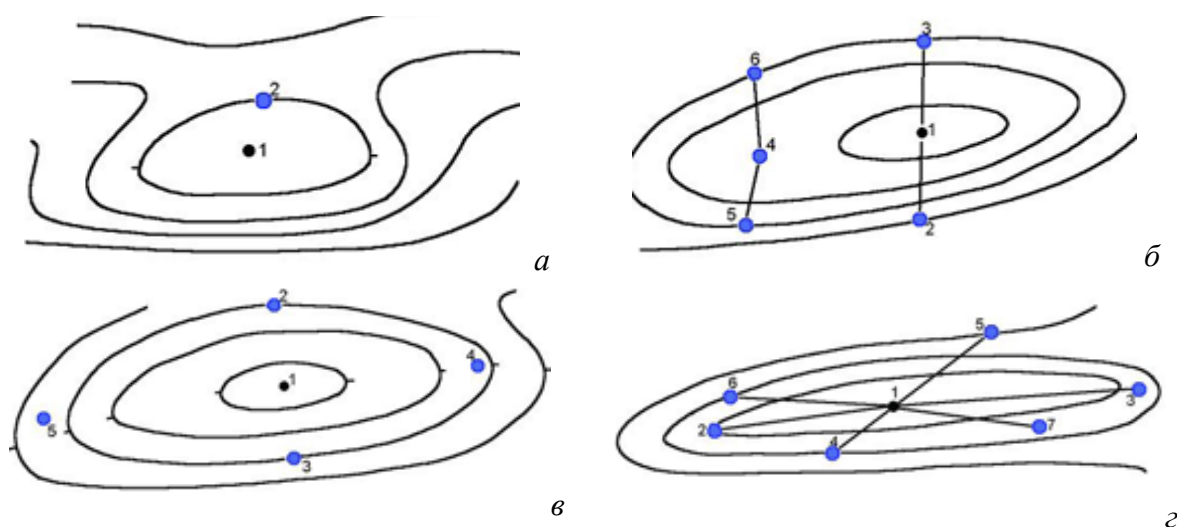


Рис. 15. Размещение скважин на антиклиналях:

а – методом "критического направления, *б* – методом профилей, *в* – методом поискового креста, *г* – методом диагональных профилей [7]

Оперативная оценка нефтегазоносности разреза многокупольных структур ведется бурением скважин в приоритетных точках, определяющих распространение залежей и степень заполнения ловушки. Первую скважину закладывают на наиболее высоком куполе, вторую бурят в седловине между куполами, в зоне полного заполнения всех куполов, и если она продуктивная, для оценки величины залежи третью скважину закладывают в зоне максимального заполнения ловушки (рис. 15).

Предварительная оценка массивных залежей связанных с небольшими по площади ловушками, может осуществляться одной поисковой скважиной, пробуренной до вскрытия ВНК, или ГВК. В погребенных рифовых массивах большой высоты и малой площади бурятся кустовые (многоствольные) скважины, наклонно-направленным способом с отклонением от основного ствола 2–3 дополнительных на 300–500 м. Этот способ рекомендуется всегда, когда надо изучить структуру небольшой площади и сложной конфигурации.

Заложение скважин на блоковых антиклиналях, нарушенных разломами. Если амплитуда нарушения меньше мощности продуктивного горизонта, система размещения аналогична системе, закладываемой в ненарушенной структуре. При предварительной оценке необходимо в первую очередь изучать влияние разрывов на распределение запасов углеводородов по площади. Если ловушка нарушена сбросом (сбросами) на два, или несколько блоков, их опойсковывают последовательно, начиная со свода по гипсометрическим уровням, до самого нижнего блока независимыми скважинами. Каждую залежь оценивают самостоятельно. Если ловушка нарушена взбросом на два блока, их опойсковывают одной скважиной, проходящей через оба блока. Особенно важно бурить до вскрытия опущенного крыла, когда мы предполагаем наличие поднадвиговых залежей.

Заложение скважин на антиклиналях в особых случаях: 1) если ловушка представляет собой *малоамплитудное поднятие*, то одновременно закладывают две скважины – в предполагаемом своде и в зоне наименее выраженного замыкания ловушки, или в зоне полного заполнения всех куполов; 2) если предполагается *висячая залежь*, первая поисковая скважина планируется в свод, вторая – в то крыло, где наименьшие напоры пластовых вод. При положительном результате следующие скважины бурятся по системе профилей, в сторону, где гидростатические напоры минимальны; 3) в залежах, связанных с *грязевым вулканизмом*, первые поисковые скважины размещают подальше от жерла, следующие приближают на шаг поискового бурения (рис. 16); 4) в залежах, связанных с *солянокупольной тектоникой*, первая поисковая скважина бурится в свод до достижения соли. Затем короткие профили наклонно – направленно, ствол которых располагают параллельно склону соли, чтобы вскрыть несколько продуктивных горизонтов с приконтактными залежами.

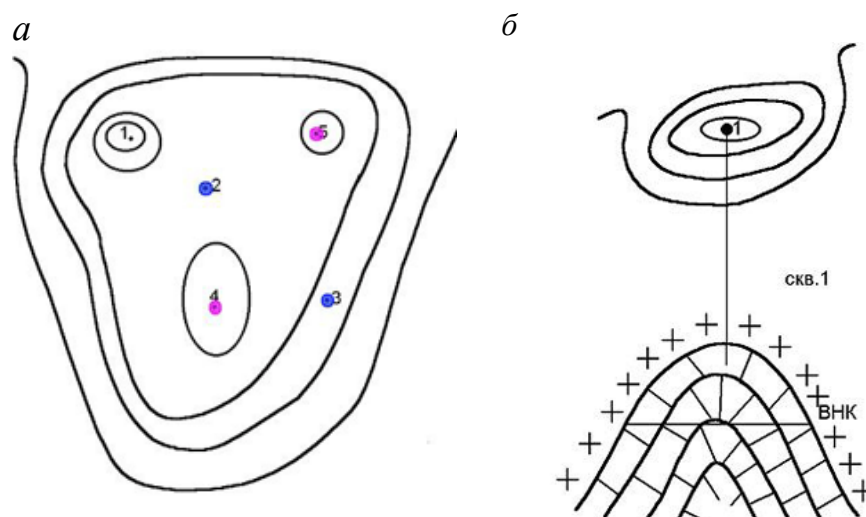


Рис. 16. Размещение скважин:

а – в многокупольных залежах по системе, *б* – в массивных залежах [7]

Заложение скважин на неантиклинальных ловушках (НАЛ). При работе с неантиклинальными ловушками очень большую роль играет геологическая модель. Работа по выявлению не антиклинальной залежи должны вестись так, чтобы наиболее рациональным путем проверить справедливость априорной модели и уточнить ее. Большую роль при изучении неантиклинальных ловушек имеет набор высокоточных геофизических методов и новейшие способы их интерпретации.

Залежи литологического класса:

а. на моноклиналиях. Закладываются три независимые скважины по профилю (рис. 17а) или треугольником (рис. 17б).

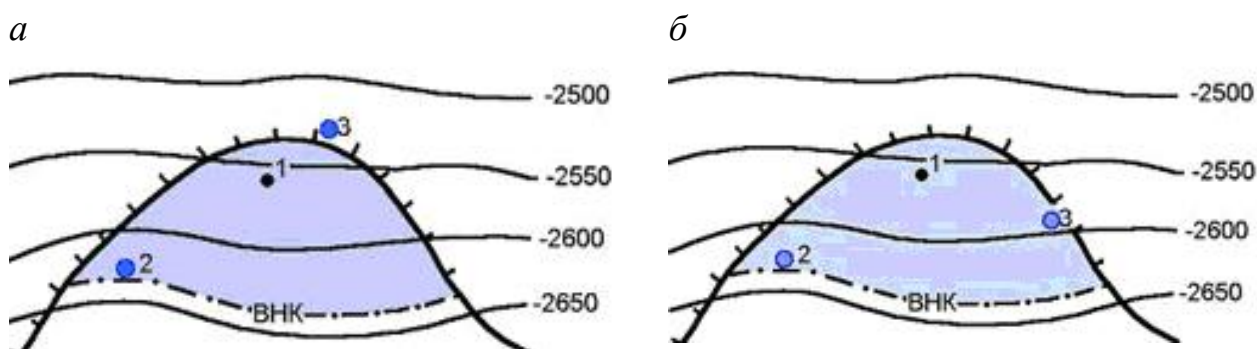


Рис. 17. Заложение скважин на моноклиналиях в литологических ловушках по профилю (а), или методом треугольников (б) [7]

Первая скважина закладывается в головной, самой перспективной части ловушки. При выборе ее места заложения, надо учитывать, что ошибка в картировании линии выклинивания составляет 200–300 м. Поэтому целесообразно отступить от предполагаемой линии выклинивания в сторону увеличения толщины коллектора на 300–500 м. Вторая скважина бурится вниз по падению пласта, в направлении ожидаемого ВНК, или ГВК, а третья – по восстановлению пласта для установления линии выклинивания, или развития коллек-

тора, а при треугольной системе – у бокового экрана. Те же принципы размещения скважин сохраняются и в случае размещения скважин на структурном носе (рис. 18).

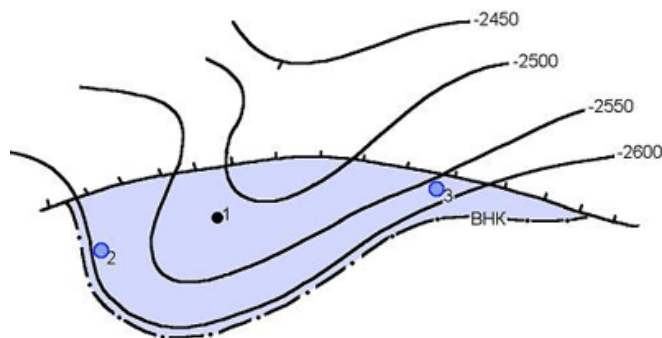


Рис. 18. Размещение скважин на структурном носе [7]

В случае системы заливообразных ловушек у одной линии выклинивания коллектора основные принципы остаются теми же (рис. 19). Если модель оказывается правильной, можно исключить бурение ряда скважин (4, 5, 8, 9).

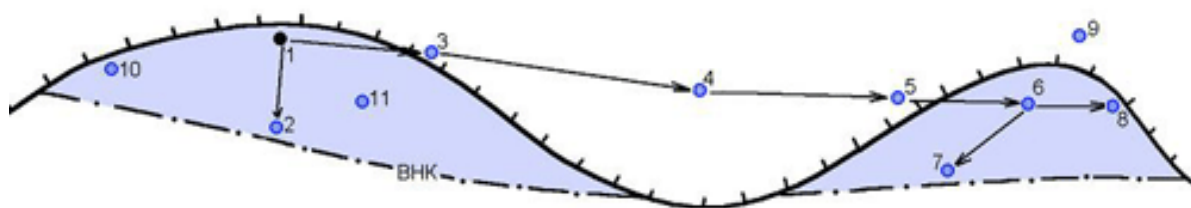


Рис. 19. Размещение скважин в случае системы заливообразных ловушек у одной линии выклинивания коллектора [7]

Шнурковые залежи При заложении скважин используется метод клина, который заключается в следующем: после получения притока в скважине-открывательнице, закладывают две дополнительные скважины на едином с ней профиле, перпендикулярном оси залежи. По данным этого профиля из трех скважин определяется зона максимальной мощности резервуара. Следующую четвертую скважину бурят на продолжении оси, выявленной по первому профилю. От скважины 4 развивают новый профиль для уточнения положения оси залежи в этом втором профиле (рис. 20).

Далее операция продолжается вниз по региональному падению пластов до вскрытия ВНК. В первую очередь разведываются участки локальных поднятий, находящихся в зоне распространения песчаных тел. Описанный метод весьма дорогостоящий, и целесообразен при малых глубинах, больших запасах и недостоверных геофизических данных.

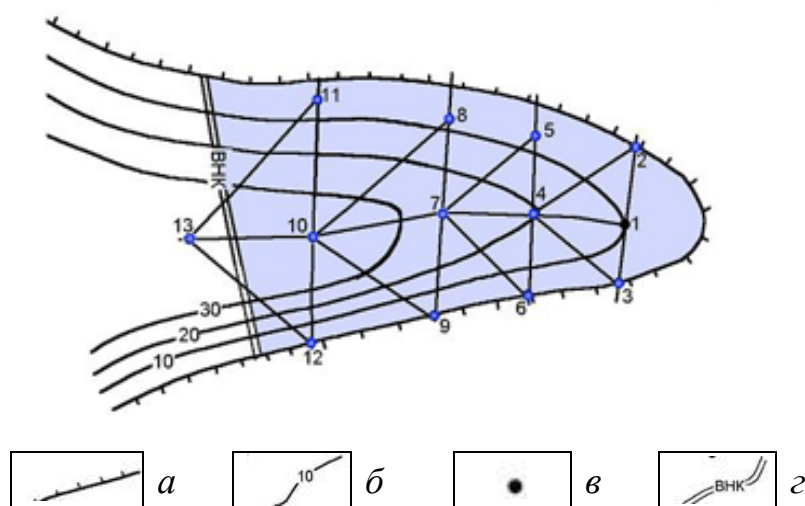


Рис. 20. Размещение скважин методом "клина" [7]:

а – линия выклинивания коллектора, *б* – изопахиты (линии равных мощностей), *в* – скважины, *г* – контуры залежи

В тектонически экранированных ловушках расстановка скважин проектируется практически независимо в каждом отдельном блоке (рис. 21).

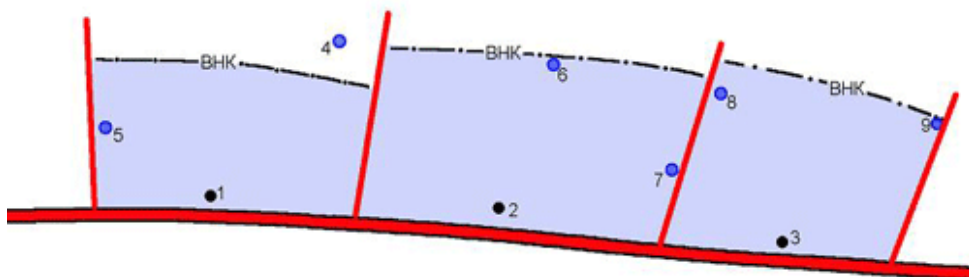


Рис. 21. Размещение скважин в тектонически экранированных ловушках [7]

Поиски в рифах и выступах палеорельефа. Поисково-оценочные работы, связанные с рифами, погребенными останцами палеорельефа и ловушками, связанными со структурами облекания этих тел те же, что и у антиклинальных ловушек. Приоритетными точками для бурения являются: наиболее высокая точка заложения залежи; точки, позволяющие зафиксировать окончание залежи; точки, позволяющие оценить максимальную мощность резервуара.

В погребенных рифовых массивах большой высоты и малой площади при изучении структуры небольшой площади и сложной конфигурации бурятся кустовые (многоствольные) скважины, наклонно-направленным способом. В массивных рифогенных залежах в основном применяется бурение многоствольных скважин, располагающихся в зависимости от строения рифа в различных его частях (рис. 22)

В настоящее время данные бурения – составная часть комплексных исследований – сейсмостратиграфических, палеотектонических, палеогеографических, палеогеоморфологических, палеогеологических, которые воссоз-

дают ситуации на время формирования залежи, с помощью палеорекопструкций. Иногда с помощью сейсмических данных можно определить межфазовые контакты. Такие контакты выявляются по горизонтальным и субгоризонтальным отражениям, секущим наклонные отражающие горизонты, связанные с литологическими границами.

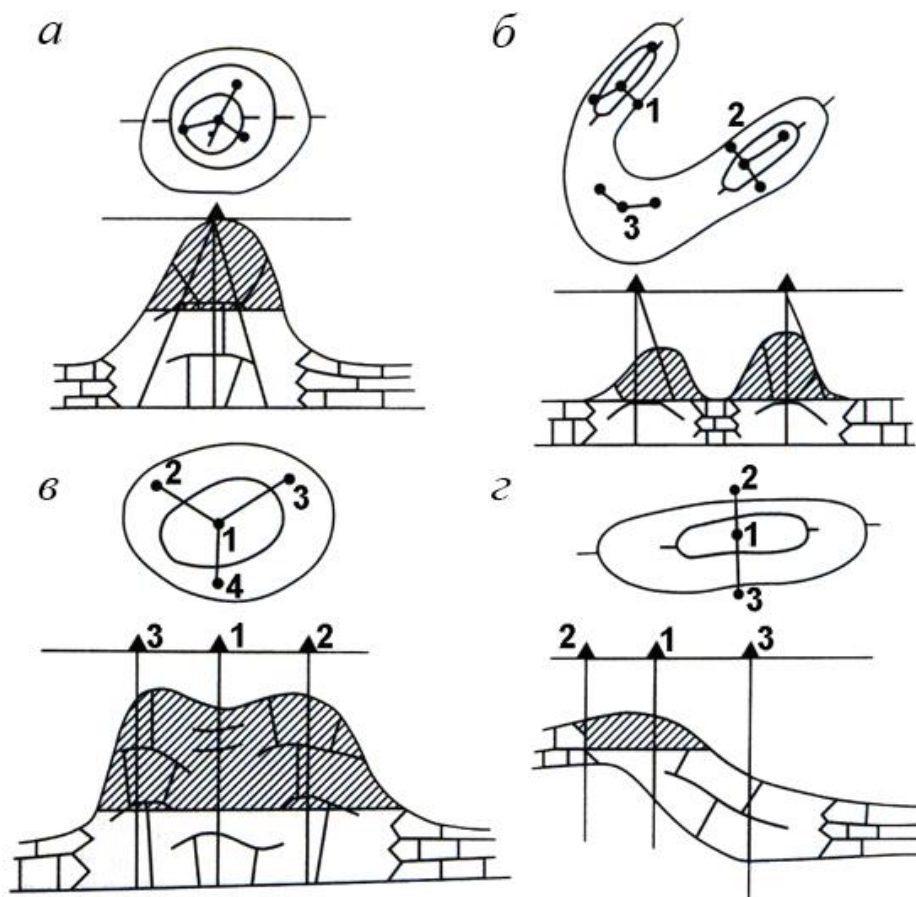


Рис. 22. Системы заложения скважин на рифогенных ловушках:

а – одна многоствольная скважина в конусовидном рифе, *б* – независимые многоствольные скважины в подковообразном рифе, *в* – система скважин в плосковершинном рифе, *г* – система скважин в асимметричном рифе [2, с упрощениями]

Итоговым документом по результатам оценки месторождений являются, отчет – если месторождение признано непромышленным, или проект разработки, если месторождение признано промышленным.

Особенности разведки газовых месторождений. Разведку газовых залежей осуществляют меньшим количеством разведочных скважин по сравнению с нефтяными залежами. Разведочные скважины, давшие газ, становятся эксплуатационными; разведка приконтурной зоны необязательна; количество разведочных скважин не должно превышать количество скважин, необходимых для разработки газовой залежи; опытно-эксплуатационные скважины закладываются вдали от контура газовой залежи в наиболее приподнятых частях. Установлено, что для разведки крупных газовых залежей размещение

скважин по треугольной, равномерно сгущающейся, сетке более рентабельно, чем разведка по профилям. Для разведки средних по запасам газовых залежей более эффективно профильное расположение скважин. Промышленная разведка мелких газовых месторождений экономически нецелесообразна. Разведку подобных залежей рекомендуется проводить бурением двух-трех скважин, а подсчет запасов проводить по методу падения давления.

При ускоренной разведке *профильная система размещения скважин* позволяет использовать информацию по каждой скважине, надежно устанавливать закономерности геологического строения и нефтегазоносности. *Крупные и уникальные* месторождения газа во всех случаях разведываются *по разреженной сетке*. Как и при разведке нефтяных месторождений широко используется *опытная эксплуатация скважин*. Запасы газа оцениваются объемным методом, а затем уточняются методом по падению давления уже при вводе месторождения в разработку. Залежи с *промышленными нефтяными оторочками* разведываются в первую очередь для оценки их нефтеносных зон.

Библиографические ссылки

1. *О. К. Баженова [и др.]* Геология и геохимия нефти и газа. – М. : Изд-во МГУ, 2004. – 415 с.
2. *М. И. Бурцев* Геолого-геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Учеб. пособие для вузов. – М. : ИЦ РГУ нефти и газа, 2011. – 263 с.
3. *Г. А. Габриэлянц [и др.]* Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. – М. : Недра, 1985. – 304 с.
4. *Г. А. Габриэлянц* Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – М. : Недра, 2000. – 320 с.
5. *В. В. Доценко* Таксономическая система единиц нефтегазгеологического районирования на основе объединения геотектонического и генетического принципов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн. 1. – М. : ГЕОС, 2002. – С. 161–165.
6. *Н. М. Иванова [и др.]* Нефтегазопромысловая геология: Учеб. для вузов, М. : ООО «Недра – Бизнес центр», 2000. – 414 с.
7. Инструкция об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ: Утв. постановлением Мин-ва природных ресурсов и охраны окружающей среды Респ. Беларусь № 53 от 11 мая 2007 г.
8. Инструкция о классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов, эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов подземных вод: Утв. постановлением Мин-ва природных ресурсов и охраны окружающей среды Респ. Беларусь № 55 от 4 августа 2009 г.
9. *Н. А. Крылов, А. Н. Обухов* Региональные исследования и новые направления поисков нефти и газа. – М. : ИГиРГИ, 1992. – 144 с.
10. *А. И. Леворсен* Геология нефти и газа. – М. : Мир, 1976. – 486 с.
11. *В. С. Мелик-Пашаев* Геология, разведка и разработка нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1979. – 334 с.
12. *В. Б. Оленин* Нефтегеологическое районирование по генетическому признаку. – М. : Недра, 1977. – 218 с.
13. Проблемы количественного прогнозирования нефтегазоносности недр. – М. : Наука, 1984.
14. *В. Л. Соколов, А. Я. Фурсов* Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1979. – 320 с.
15. Справочник по геологии нефти и газа / под ред. Н. А. Еременко. – М. : Недра, 1984. – 480 с.
16. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа : учебник. 3-е изд., доп., перераб. / А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров [и др.] – М. : Высш. шк., 1987. – 420 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	
Глава 1. СТАДИЙНОСТЬ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО ПРОЦЕССА НА НЕФТЬ И ГАЗ	
Глава 2. МЕТОДЫ ВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ	
Глава 3. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ	
Глава 4. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИЙ....	
Глава 5. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА СИСТЕМЫ РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА	
Глава 6. ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РАЗНОГО ТИПА	

Учебное издание

Я.Г. Грибик, Н.С. Петрова

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Учебно-методическое пособие по дисциплине «Геология нефти и газа» для студентов специальности 1-51-01-01 «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

Подписано в печать . Формат . Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.
Усл. Печ. л. 1,00. Уч.-изд. л. 2,00. Тираж 50 экз. Зак.

Белорусский государственный университет
ЛИ №55555555 от 01.01.1111
Пр-т Независимости, 4. 220030, Минск

Отпечатано с оригинала-макета заказчика
на копировально-множительной технике
географического факультета
Белорусского государственного университета
Ул. Ленинградская, 16. 220030, Минск