

êÄáÑÖã ç Öäéí éêõ Ö
èüí õ â èèÖñàÄãúç õ Ö Çéèêéëõ
ç Öî í ÖÉÄáéèêéà õ ëãéÇéâ
ÉÖéãéÉà à

Глава XVII ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ ПРИ РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

§ 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОБ ОХРАНЕ НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Экологическая обстановка на нашей планете ухудшается вследствие быстрого нарастания промышленной и хозяйственной деятельности человечества. В настоящее время признается, что дальнейшее обострение экологической ситуации может привести к глобальной катастрофе. Поэтому у нас в стране, как и во всем мире, вопросы экологии отнесены к важнейшим, приоритетным, требующим безотлагательного решения.

Проблема охраны недр и окружающей среды в полной мере касается и горнодобывающего производства, неотъемлемой частью которого является нефтегазодобывающая промышленность. Это связано с тем, что геологическая среда составляет единое целое со всей средой обитания человека, поскольку литосфера представляет собой минеральную основу биосферы и поэтому нуждается в охране, как и вся природа. Ведь ведение горных работ любого характера, в том числе и добыча нефти и газа, может сопровождаться нарушением экологического равновесия, загрязнением окружающей среды отходами горного производства и самими полезными ископаемыми, деградацией почв, нарушением сложившихся биологических и геохимических связей.

Охрана недр предусматривает осуществление мер по обеспечению возможно более полного, экономически целесообразного извлечения из недр нефти, газа и попутных ценных компонентов с предотвращением нежелательных изменений в геологическом разрезе месторождения и прилегающей к нему территории.

Охрана окружающей среды предусматривает проведение мероприятий, обеспечивающих предотвращение ухудшения физических, химических и биологических характеристик атмосферы, земли, воды, растительных и животных организмов в настоящее время и в будущем в результате разработки месторождений углеводородов.

При использовании недр должны обеспечиваться: полное и комплексное изучение недр; соблюдение установленного порядка предоставления недр в пользование и недопущение самовольного пользования недрами; наиболее полное извлечение из недр и рациональное использование запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов; недопущение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых; предупреждение необоснованной и самовольной застройки площадей залегания полезных ископаемых и соблюдение установленного порядка использования этих площадей для других целей; предотвращение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность эксплуатируемых и находящихся в консервации горных выработок, буровых скважин, а также подземных сооружений; предотвращение загрязнения недр при подземном хранении нефти и газа или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод.

Государственный контроль за использованием природных ресурсов и качеством природной среды ведется Государственным комитетом по охране природы, Государственным комитетом по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору.

Мероприятия по охране недр и окружающей природной среды излагаются в лицензии на пользование недрами, в проектных документах на пробную опытно-промышленную и промышленную разработку месторождений углеводородов, в специальных долговременных программах, в контрактах на разработку месторождений.

Вопросы охраны недр и окружающей среды на нефтегазодобывающих предприятиях во многом возлагаются на гео-

логическую службу. Типовым Положением о ведомственной геологической службе на нее возлагается осуществление ведомственного контроля за соблюдением установленного порядка пользования недрами, правильного ведения работ по геологическому изучению недр, за выполнением требований по охране недр и других правил и норм, определяющих деятельность геологической службы.

§ 2. ОХРАНА НЕДР ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Вредные явления, которые могут привести к ухудшению как общего физико-химического состояния недр, так и условий пользования недрами, при бурении возникают вследствие нарушения целостности массива горных пород, вскрываемого скважиной; использования в процессе бурения материалов и веществ, чуждых недрам и обладающих агрессивными свойствами; возникновения аварийных ситуаций и некачественного проведения работ (с нарушением технологических требований); проведения исследований в пробуренных скважинах с отклонениями от принятого комплекса при низком качестве интерпретации результатов исследований.

Указанные причины могут вызвать ряд отрицательных последствий.

Нарушение целостности массива горных пород влечет за собой нарушение естественной разобщенности, изолированности нефтегазоносных и водоносных горизонтов и пластов, а также создает возможность возникновения связи глубоких недр с атмосферой. Появляется опасность взаимодействия пластов через ствол необсаженной скважины, по затрубному пространству обсаженной скважины при некачественном цементировании или вследствие негерметичности обсадной колонны.

В результате такого взаимодействия в водоносные пласты могут попасть УВ, а нефтегазоносные пласты могут подвергнуться нежелательному и неконтролируемому обводнению. Свободная циркуляция флюидов по стволу скважины может принести вред залежам других полезных ископаемых, присутствующих в разрезе месторождения нефти или газа (например, калийных солей, пресных или целебных минеральных вод и т.п.).

Свободное сообщение с атмосферой может послужить причиной открытого фонтанирования скважины нефтью или

газом, что нередко приводит к большим потерям УВ и загрязнению окружающей среды. Кроме того, открытое фонтанирование, как и переток нефти или газа в другие пласты, влечет за собой снижение пластового давления в залежах, создает условия для выделения в пласте газа, растворенного в нефти, или конденсата. Все это осложняет процесс извлечения нефти и газа и приводит к большим потерям их в недрах, т.е. к снижению коэффициентов нефте-, газо- и конденсатоизвлечения.

Может также возникнуть самоизлив скважин водой из подземных горизонтов, приводящий к неоправданным потерям пресных или ценных минерализованных вод.

К аварийным ситуациям при бурении, наносящим недрам наибольший вред, относятся катастрофический уход промывочной жидкости, открытое фонтанирование, обвалы ствола скважины в процессе бурения. Эти ситуации, как правило, возникают из-за несоблюдения технологии бурения, использования промывочной жидкости, качество которой не соответствует геологическим условиям.

В результате катастрофических уходов промывочной жидкости в недра попадают применяемые при приготовлении буровых растворов органические вещества, такие как гуматный порошок, нефть, графит, полифенольный лесохимический реагент (ПФЛХ), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), сульфит-спиртовая барда (ССБ) и другие, а также минеральные вещества – барит, каустическая сода, кальцинированная сода, известь и др. Эти вещества могут привести к изменению микробиологической обстановки в недрах, отравлению пресных вод и т.п.

Применение некачественных промывочных жидкостей (например, с высокой водоотдачей) приводит к проникновению в нефтегазоносные пласты фильтрата этих жидкостей, глинизации коллекторов и тем самым – к резкому ухудшению условий освоения добывающих и нагнетательных скважин, иногда оканчивающегося полной неудачей.

Некомплексность исследований в пробуренных скважинах и низкое качество интерпретации их результатов нередко служат причиной пропуска ранее неизвестных нефтегазоносных пластов, что влечет за собой большие потери нефти и газа в неоткрытых залежах.

Некачественная интерпретация может оказаться также причиной неверного (с недопустимо большими погрешностями) определения значений параметров нефтегазоносных пород, положения ВНК, ГВК, ГНК, а следовательно, и размеров

залежей нефти и газа. Это в свою очередь приводит к неправильной оценке запасов, некачественному составлению проектов разработки и в конечном итоге — к неправильной оценке народнохозяйственного значения залежи, к большим потерям нефти и газа в недрах.

Мероприятия по охране недр при бурении предусматриваются в геолого-техническом наряде (ГТН), который составляется для каждой скважины, подлежащей бурению. ГТН служит основным документом для буровой бригады, обязанной руководствоваться им до конца работ.

ГТН содержит геологическую и техническую части. В геологической части наряда приводятся: ожидаемый геологический разрез скважины; литологическая характеристика пород с указанием категорий их крепости; углы падения пластов; глубины, на которых возможны осложнения и аварийные ситуации; интервалы отбора керна и шлама, проведения геофизических исследований (и их обязательный комплекс); конструкция скважины с указанием работ, направленных на оценку продуктивности отдельных пластов; пласты, против которых должна быть произведена перфорация колонны; положение и характеристика водоносных горизонтов; данные об ожидаемых пластовых давлениях и др.

В технической части наряда в соответствии с данными геологической части должны быть предусмотрены соответствующая конструкция скважины, технология бурения и качество промывочной жидкости, обеспечивающие предотвращение обвалов газо-, нефте- и водопроявлений, нарушений нормальной циркуляции промывочной жидкости и снижение продуктивности вскрываемых нефтегазоносных пород.

Чтобы избежать открытого фонтанирования в процессе бурения и при вскрытии нефтеносных или газоносных пластов с высоким давлением, применяют соответствующие растворы при обязательной установке на устье скважины противовыбросового оборудования. При вскрытии скважинами пористых и сильнодренированных пород следует применять промывочную жидкость с удельным весом, минимально допустимым в данных геологических условиях, с высокой вязкостью, тиксотропией и низкой водоотдачей. Для предупреждения поглощения или ухода промывочной жидкости следует пользоваться профилактическими растворами, обработанными соответствующими реагентами.

При бурении скважин на эксплуатируемом месторождении для предотвращения уходов промывочной жидкости в пласты

со сниженным пластовым давлением необходимо ограничить эксплуатацию скважин, ближайших к бурящейся скважине, до окончания бурения или перекрыть эксплуатируемый пласт промежуточной колонной.

К важным мероприятиям по охране недр при бурении скважин относится правильная и прочная изоляция нефтегазоносных и водоносных пластов друг от друга. Для этого необходимо строго выполнять все правила цементирования скважин, предусмотренные соответствующей инструкцией с обеспеченной предусмотренной высотой подъема цемента за колонной.

Перед началом работ по креплению скважины геолог вместе с инженером-буровиком должны разъяснить буровой бригаде особенности крепления и опробования данной скважины, указать интервалы проработки, длительность промывки, параметры промывочной жидкости. Нельзя допускать разрыва во времени между перфорацией интервала залегания продуктивного пласта и освоением скважины. Это может привести к снижению проницаемости пород в результате воздействия промывочной жидкости и к искажению представлений об истинной продуктивности пласта. В случае вынужденного простоя скважины до освоения ее ствола необходимо заполнить пластовой жидкостью.

После цементирования каждую скважину следует испытать на герметичность обсадной колонны в соответствии с действующими правилами и нормами. Испытание на герметичность эксплуатационных колонн осуществляют опрессовкой или (при высоких пластовых давлениях) опрессовкой и снижением уровня. Если результаты испытания неудовлетворительны, скважина должна быть передана либо на изоляционно-ремонтные, либо на изоляционно-ликвидационные работы.

Скважины, пришедшие в аварийное состояние в процессе бурения или вследствие неустраняемой негерметичности колонны, могут создавать угрозу недрам и окружающей среде на поверхности. Иногда в таких скважинах некоторая часть ствола или весь ствол остаются необсаженными и их ликвидация представляет значительные трудности. Ликвидация аварийных скважин – сложный процесс, поэтому следует добиваться безаварийной работы, что значительно легче, чем проведение ликвидационных работ. Эти работы также надо проводить качественно, соблюдая установленные правила и нормы. Особенно внимательно нужно относиться к аварийным скважинам, вскрывшим нефтеносные, газо-

носные или водоносные пласты. В таких скважинах обязательно должны быть проведены работы по изоляции указанных пластов.

§ 3. ОХРАНА НЕДР ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

При разработке месторождений полезных ископаемых для выполнения требований охраны недр необходимо следующее:

применение наиболее рациональных и эффективных методов добычи основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и извлечения содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение; недопущение сверхнормативных потерь, а также выборочной отработки богатых и легкодоступных участков месторождений, приводящей к необоснованным потерям балансовых запасов;

осуществление доразведки месторождений и иных геологических работ, проведение маркшейдерских работ и ведение необходимой, предусмотренной правилами геолого-технической документации;

учет состояния, движения запасов и потерь полезных ископаемых;

недопущение порчи разрабатываемых и рядом расположенных месторождений полезных ископаемых, а также сохранение полезных ископаемых, консервируемых в недрах;

сохранение и учет попутно добываемых, но временно не используемых полезных ископаемых, а также отходов производства, содержащих полезные ископаемые.

Вредные явления, отрицательно сказывающиеся на уровне использования запасов нефти и газа, условиях пользования недрами, а также на общем физико-химическом состоянии недр при разработке залежей УВ, возникают вследствие низкой адекватности структур технической и геологической компонент геолого-технического комплекса (ГТК); дефицита информации о строении залежей и их свойствах; организации разработки залежей или их частей, приводящей к вредному воздействию на другие залежи или соседние части тех же залежей; выбора режимов эксплуатации скважин и залежей, не соответствующих геологическим условиям залегания и фазовому состоянию УВ в недрах; эксплуатации неисправных скважин (с неисправным цементным кольцом, негерметичной колонной и т.п.); сброса промысловых сточных вод в

поглощающие горизонты, не отвечающие требованиям, предъявляемым к таким горизонтам; отставания строительства промышленных сооружений и коммуникаций; отсутствия технологий и предприятий для комплексного использования всех полезных компонентов, добываемых вместе с нефтью и газом.

Адекватность структур технической и геологической компонент ГТК должна обеспечиваться проектами и схемами разработки. Практическая реализация этого, как и всех других требований охраны недр, базируется на результатах детального геолого-промыслового анализа данных разведки и подсчета запасов, а для разрабатываемых залежей – на результатах анализа разработки. Прежде всего, здесь необходим определенный объем информации соответствующего качества. Только на такой основе возможно создание моделей процесса разработки, достаточно полно учитывающих реальные условия, позволяющих выявлять текущее и прогнозировать будущее состояние залежи и извлечение запасов из недр. Особенно это важно при проектировании применения новых методов повышения нефтеотдачи, связанных с использованием чуждых недрам химических веществ и физических воздействий. Поэтому применение описанных в учебнике методов изучения свойств и структуры залежей, их геометризаций, определения различных параметров и оценки их точности, современных способов накопления и обработки больших объемов информации, методов анализа разработки, ее контроля и регулирования, другими словами, всего методологического и методического арсенала нефтегазопромысловой геологии, должно обеспечивать выполнение задач рациональной разработки залежей нефти и газа и связанных с ней вопросов охраны недр.

Чтобы не нанести ущерба другим залежам, эксплуатационные объекты следует разбуривать при условии соблюдения всех необходимых для этого мер. Должны быть предусмотрены мероприятия, предотвращающие нефтяные или газовые выбросы, открытые фонтаны, глинизацию верхних пластов и обеспечивающие сохранение естественной проницаемости последних.

При разработке эксплуатационных объектов, состоящих из нескольких сообщающихся пластов, возможны межпластовые перетоки нефти, газа или воды. Для предотвращения этих явлений, осложняющих разработку и затрудняющих контроль за выработкой отдельных пластов, необходимо на возможно более ранней стадии разработки выявлять участки

слияния пластов, оценивать масштабы перетоков и устанавливать такие режимы разработки смежных пластов, которые исключали бы перетоки или сводили их к минимуму. Необходим постоянный контроль за изменением пластового давления, дебитов скважин, обводнения их продукции в зоне связи пластов с целью своевременного установления перетоков и их интенсивности.

Иногда в пластах с хорошей гидродинамической характеристикой интенсивная разработка одних залежей оказывает влияние на соседние залежи, еще не введенные в разработку. При этом наблюдаются явления смещения неразрабатываемых залежей в сторону эксплуатируемых, а иногда и перетоки нефти или газа из одних залежей в другие. Это нарушает сохранность залежей и приводит к потерям нефти.

При разработке газонефтяных залежей отбор газа из газовой шапки может привести к снижению в ней давления, в результате чего газонефтяной контакт продвинется в газовую залежь, породы пропитаются нефтью, которая будет безвозвратно потерянной.

Для предотвращения указанных выше явлений, наносящих вред недрам и приводящих к потерям нефти и газа, необходимы постоянный контроль за гидродинамической обстановкой в районе разрабатываемых залежей и на самих залежах, и в отдельных случаях – применение специальных мероприятий вплоть до создания искусственных барьеров на путях фильтрации нефти или газа. Добыча газа из газовой шапки без применения барьерного заводнения допускается при условии, что давление в ней в процессе всего периода эксплуатации не будет падать ниже давления в нефтяной части. На эксплуатируемых месторождениях необходимо вести учет добычи нефти и газа из каждого пласта, группы пластов, отдельных скважин для контроля за степенью использования извлекаемых запасов или за достигнутым значением коэффициента текущей нефтегазоотдачи. На каждый пласт (а где необходимо – на группу пластов) необходимо иметь систему контрольных скважин, расположенных в различающихся по продуктивности частях залежи. Данные учета добычи и результатов контрольных наблюдений должны служить основой для корректировки и распределения добычи нефти между пластами, частями залежей, скважинами и т.д.

Если условия эксплуатации залежей не соответствуют фазовым состояниям УВ, то в залежах при изменении начальных пластовых условий (снижение давления, температуры) могут происходить такие явления, как выделение газа, рас-

творенного в нефти; выпадение конденсата из газа, парафина из нефти; выпадение солей при взаимодействии закачиваемой и пластовой воды; бактериальное заражение залежи и т.п. В таких случаях системы разработки должны учитывать реальную геолого-физическую обстановку и предусматривать мероприятия, которые должны исключить или снизить до безопасного уровня последствия указанных выше явлений. Специальный контроль за ходом разработки позволит принять своевременные меры по ликвидации или локализации начинающихся нежелательных процессов.

При разработке залежей в карбонатных отложениях следует проявлять осторожность при применении солянокислотных обработок пласта. Во избежание образования путей для ускоренного подъема подошвенных вод и обводнения скважин нельзя закачивать кислоту в зоны, близкие к ВНК.

При разработке месторождений, расположенных в районах распространения многолетнемерзлых пород, необходимо изучать распределение этих пород по разрезу и площади, температуру, льдистость (относительное содержание льда в объеме породы) и другие характеристики, чтобы не допускать нарушения естественного режима недр, а также качественно выполнять другие правила и нормы ведения работ в районах распространения многолетней мерзлоты.

При проведении мероприятий по повышению производительности добывающих нефтяных скважин путем воздействия на призабойную зону пласта должна быть гарантирована сохранность колонны обсадных труб и цементного кольца выше и ниже продуктивного пласта. Нельзя проводить такие мероприятия в скважинах с нарушенным цементным кольцом.

Отставание строительства промысловых сооружений и коммуникаций влечет за собой ряд отрицательных последствий, которые могут принести вред недрам. Отставание строительства установок промысловой подготовки нефти требует преждевременного отключения обводняющихся скважин, интенсивной эксплуатации наиболее богатых центральных частей залежей для компенсации потерь в добыче, что приводит к повышенным потерям нефти и газа в недрах.

Отставание строительства систем заводнения приводит к отрицательному балансу между отбором и закачкой, к потерям пластовой энергии из-за снижения пластового давления и проявлению нежелательных процессов выделения в пласте газа, выпадения парафина, конденсата, которые безвозвратно теряются.

Отставание строительства нефтегазосборных сетей влечет

за собой вынужденную консервацию одних скважин и эксплуатацию с нарушением технологического режима других, что приводит к общему нарушению проектного порядка и темпов отработки залежей.

Таким образом, борьба за своевременную реализацию планов и проектов промыслового обустройства – важное мероприятие по охране недр.

Отсутствие необходимых технологий, предприятий или сооружений для комплексного освоения месторождений также приводит к существенным потерям УВ и полезных компонентов, сопутствующих им.

Так, если на нефтепромысле нет специальной сети сооружений для сбора попутного газа, трубопровода для подачи его на бытовые или производственные нужды, газобензинового завода для его переработки, то добываемый вместе с нефтью газ вынужденно сжигается в факелах, что приводит к его потерям, вредному воздействию на почву и растительность и загрязнению атмосферы.

Отсутствие технологий для извлечения серы из природного газа служит причиной длительной консервации залежей газа с повышенным содержанием серы. По этой же причине такое ценное полезное ископаемое, как сопутствующий газу гелий, сжигается вместе с попутным углеводородным газом.

Для предотвращения таких потерь необходимы соответствующие мероприятия, направленные на комплексное освоение месторождений УВ. Примером перехода к комплексному освоению может служить Оренбургское газовое месторождение, где извлекают из газа серу, меркаптаны и гелий. Во многих районах полностью утилизируется попутный газ.

Проблема использования сточных вод нефтепромыслов – одна из важнейших при решении вопросов охраны недр и окружающей среды. При современной технологии разработки нефтяных месторождений, неотъемлемым элементом которой является поддержание пластового давления путем закачки в пласт воды, объемы закачки достигают огромных величин и имеют тенденцию к возрастанию.

Соответственно количеству потребляемой воды растет и количество сточных вод, получаемых и добываемых на нефтепромыслах.

Эти моря сточной воды нужно куда-то девать. Вместе с тем, как известно, в стоках нефтяных промыслов содержатся в значительных количествах загрязняющие вещества: нефть, нефтепродукты, конденсат, растворимые соли и такие токсичные ПАВ, как дисолван, диэтиленгликоль и др.

Для охраны недр и подземных пресных вод от загрязнения наиболее рационально сточные воды нефтепромыслов закачивать в нефтегазоносные пласты для поддержания пластового давления.

Закачка сточных вод в нефтегазоносные пласты более эффективна, чем закачка пресных, так как эти воды ближе по составу к пластовым, находятся в физико-химическом, термодинамическом и биологическом равновесии с продуктивными пластами и насыщающими их пластовыми флюидами, характеризуются высокой минерализацией, вязкостью, наличием поверхностно-активных веществ, что обуславливает улучшение их нефтевытесняющих свойств. Таким образом, использование сточных вод для заводнения позволяет решать минимум три задачи охраны недр: повышать коэффициент нефтеотдачи, менее грубо вмешиваться в экологическую обстановку недр и экономить пресную воду, ограждая ее от загрязнения и сокращая использование на технологические нужды.

Другим способом избавления от сточных вод промыслов служит сброс их в поглощающие горизонты. Это мероприятие для недр также не всегда бывает нейтральным. Поэтому сброс сточных вод в поглощающие горизонты допускается лишь в определенных гидрогеологических условиях, а именно: при достаточно большой толщине и значительной площади распространения поглощающего горизонта, большой глубине его залегания и высокой проницаемости, а главное – при наличии надежных водоупорных слоев, изолирующих поглощающий горизонт от других частей разреза, в первую очередь от пластов, содержащих пресные или целебные минеральные воды. Район сброса сточных вод должен находиться на значительном расстоянии как от области питания, так и, что особенно важно, от области разгрузки поглощающего горизонта.

§ 4. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

В нефтегазодобывающей промышленности имеется множество объектов и технологических процессов, служащих источниками утечки УВ и других вредных влияний на окружающую среду.

1. К наиболее массовым загрязнениям атмосферы при добыче нефти и газа относятся диоксид серы, оксид углерода, оксиды азота, УВ и т.п. Опасность загрязнения атмосферы

возникает уже в процессе бурения скважин. При разбуривании газовых месторождений в результате прорыва газа по трещинам в пластах, залегающих вблизи земной поверхности, возможно образование выходов газа в атмосферу (грифонообразование), иногда на очень больших расстояниях. Для предотвращения этого явления необходимо использовать специальные растворы (утяжеленные, химически обработанные).

Загрязнение атмосферы сернистыми соединениями происходит особенно интенсивно при сжигании попутного газа в факелах. Горящие факелы оказывают сильнейшее воздействие. Загрязняется атмосфера, в радиусе 200–250 м от факела полностью уничтожается всякая растительность, а на расстоянии до 3 км от факела деревья сохнут и сбрасывают листья.

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений воздух загрязняется также из-за неисправности элементов оборудования замерных установок, систем сбора продукции скважин, а также вследствие испарения нефти из емкостей, отстойников, резервуаров, открытых амбаров и др.

Для борьбы с указанными отрицательными явлениями необходимы утилизация попутного газа и содержание всего промышленного оборудования в надлежащем состоянии.

2. Почвенный и растительный покров в процессе строительства буровой нарушается в результате расчистки и планировки площадки, копки траншей для циркуляционных систем и земляных амбаров. В этих амбарах скапливается значительное количество буровых сточных вод, загрязненных диспергированной глиной, смазочными материалами, химическими реагентами, выбуренной породой, солями и т.п. Значительную опасность представляют буровые растворы, особенно приготовленные на нефтяной основе. Загрязнение ими почв происходит обычно в результате переливов и выбросов из бурящихся скважин, сброса отработанных растворов в овраги и водоемы, притоков их по поглощающим горизонтам, имеющим выходы на поверхность и т.п.

При эксплуатации залежей основную опасность для почв и растительности представляют нефть и нефтепродукты, попадающие на землю в результате аварий и потерь в системе их сбора и транспорта, а также промышленные сточные воды.

Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводит к значительному изменению физико-химических свойств почв. При этом ухудшается их азотный режим, нарушается корневое питание растений.

Загрязненный нефтью плодородный слой земли не восста-

навливается в течение очень длительного времени. Загрязнение территории сточными водами нефте- и газопромыслов происходит вследствие того, что они не в полном объеме используются для заводнения или сбрасываются в поглощающие горизонты, часть их теряется непосредственно на промысле, часть сбрасывается на так называемые поля испарения. Это приводит к заболачиванию территории промысла, отравлению почв и растительности в связи с высокой токсичностью сточных вод.

Предотвращение вредного воздействия на почвы и растительность возможно при выполнении существующих правил и норм. При этом важнейшими мероприятиями следует считать:

- предотвращение переливов и выбросов буровых растворов в процессе бурения скважин;

- отделение шлама от буровых сточных вод и вывоз его в специально отведенные места;

- повторное использование буровых и промысловых сточных вод, улучшение их очистки;

- использование отработанного раствора для приготовления быстротвердеющих смесей, необходимых для борьбы с поглощениями при бурении, а также при производстве керамзитового гравия в качестве добавки к основному сырью;

- использование всех сточных вод для нужд заводнения; излишки должны либо полностью сбрасываться в глубокие поглощающие горизонты, либо очищаться до уровня, предусмотренного санитарными нормами;

- внедрение микробиологической очистки почв от загрязнения УВ;

- ускорение строительства систем сбора и переработки нефтяных газов и газоконденсата, содержание промыслового оборудования в исправном состоянии.

Важнейшим мероприятием, направленным на восстановление нарушенного плодородия почвы, является рекультивация земель.

Рекультивация предусматривает снятие и сохранение плодородного слоя почвы при подготовке площадки под буровую, транспортировку снятого слоя к месту временного хранения и возвращение его на место после окончания буровых работ. Работы по рекультивации земель выполняются в соответствии с Инструкцией по восстановлению (рекультивации) земель после окончания бурения скважин.

Водная среда при бурении скважин и добыче нефти и газа также подвергается загрязнению. К загрязняющим воду ве-

ществам относятся нефть и нефтепродукты, буровой шлам, утяжеленные промывочные растворы, сточные воды, характеризующиеся не только повышенным содержанием различных химических примесей, но и высокой минерализацией. Эти отходы нефтегазодобывающей промышленности могут загрязнять пруды, озера, реки. В связи с интенсивным развитием разведки месторождений и добычи УВ на континентальном шельфе подобная угроза нависает и над морскими акваториями.

Нефть и другие ядовитые вещества, попадая в водоемы, вызывают гибель растительного и животного мира в результате отравления, а также из-за прекращения притока кислорода вследствие образования на поверхности воды пленки нефти.

Защита водоемов от стоков промышленных предприятий предусмотрена Правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами, а также другими документами.

К важнейшим мероприятиям, предотвращающим загрязнение вод, относятся следующие:

- широкое внедрение в районах добычи нефти замкнутых систем водоснабжения с ограниченным забором свежей пресной воды;

- внедрение эффективных методов подготовки нефти, газа и пластовых вод с целью снижения потерь УВ;

- использование передвижных металлических емкостей для сбора нефти при освоении, глушении и подземном ремонте скважин;

- использование эффективных диспергирующих средств для удаления нефти и нефтепродуктов с поверхности водоемов.

Осуществление указанных мероприятий, а также тех мер, которые направлены на охрану недр, почв, растительности и атмосферы, будет способствовать эффективной охране водных ресурсов.

Указать все факторы и ситуации, в которых может быть нанесен вред недрам и окружающей среде, практически невозможно. Деятельность по охране природы для геолога не должна сводиться лишь к пунктуальному выполнению требований существующих нормативных документов. Глубокое знание геологии района работ, структуры залежей нефти и газа, техники и технологии бурения и эксплуатации скважин, физико-химических свойств пород, пластовых и технологических жидкостей и газов должно служить геологу основой для понимания сути процессов взаимодействия человека с природой, что в свою очередь должно способствовать свое-

временному выявлению ситуаций, в которых может быть нанесен вред недрам или окружающей среде, и выбору эффективных мер для их предотвращения или ликвидации независимо от того, нашла данная ситуация отражение в том или ином нормативном документе или нет.

Глава XVIII

СХЕМА ПРОМЫСЛОВО-ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ГРУППИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ)

Сложность проектирования разработки и самого процесса разработки нефтяных залежей обусловлена тем, что каждая залежь индивидуальна по своей характеристике, и простой перенос опыта промышленного освоения одной залежи на другую в полном виде невозможен. При общности многих параметров залежей даже отличие одного-двух из них может вносить коренное различие в требуемые системы разработки, в динамику годовых показателей и в конечное нефтеизвлечение.

По этой причине до настоящего времени не существует строгой промыслово-геологической классификации залежей.

Вместе с тем по мере накопления опыта многолетней разработки залежей и его обобщения получена возможность в первом приближении обосновать если не классификацию, то предварительную схему промыслово-геологического группирования залежей, указывая рамки, в пределах которых их свойства могут изменяться.

В основу схемы положены следующие предпосылки:

главное влияние на эффективность разработки залежей оказывает их промыслово-геологическая характеристика – вязкость пластовой нефти, проницаемость, степень неоднородности продуктивного горизонта, размер площади нефтеносности, природный режим залежей;

вязкость пластовой нефти в первую очередь определяет условия разработки. При низкой вязкости достигаются наиболее высокие результаты разработок, и различие между ни-

ми определяется различием других факторов. С повышением вязкости нефти все более отчетливо сказывается ее отрицательное влияние и как бы затушевывается роль других факторов;

комплекс промыслово-геологических параметров залежи предопределяет выбор рациональной системы разработки – с их ухудшением требуются более активные системы, которые в определенной мере (хотя и не полностью) могут восполнить сложности, обусловленные природой;

промыслово-геологические параметры в сочетании с технологическими решениями системы разработки определяют динамику годовых и конечных показателей разработки; по залежам с менее благоприятными промыслово-геологическими свойствами эти показатели оказываются ниже.

Начало группированию залежей положено выделением четырех типов залежей, прошедших длительную историю разработки с заводнением и постадийным сопоставлением динамики показателей их разработки (см. главу XII, § 1). В главе XII эти типы обозначены буквами *а, б, в, г* (см. рис. 76 и 77). При приведенном ниже группировании они обозначены соответственно цифрами 1, 2, 3, 4.

Тенденции, сформировавшиеся при продолжительной разработке залежей этих групп, с некоторой долей условности распространены и за их пределы, на залежи с неблагоприятными геолого-физическими характеристиками, недавно введенные в разработку и еще не разрабатываемые. При этом учтены результаты недавнего проектирования разработки многих таких залежей, фактические начальные периоды их разработки и результаты теоретических исследований.

Ниже приводятся выделяемые группы залежей, их ориентировочные промыслово-геологические характеристики, соответствующие им возможные методы воздействия и системы разработки, возможные конечные результаты разработки – нефтеизвлечение и водонефтяные факторы.

1-я группа – залежи небольших размеров (площадь до 6–7 тыс. га, ширина до 4–5 км), с низкой относительной вязкостью нефти ($\mu_0 = 0,5–2$) в монолитных или умеренно неоднородных горизонтах (расчлененность менее 2–3) с проводимостью $k_{пр}/\mu_n > 0,3$ мкм²/(мПа·с).

В пределах 1-й группы могут быть выделены две подгруппы – залежи с природным водонапорным режимом и залежи, испытывающие недостаточное влияние законтурной области,

с малоактивным упруговодонапорным или даже с упругим режимом. Первые разрабатывают на естественном режиме, без искусственного воздействия на пласт, вторые – с законтурным или приконтурным заводнением.

Скважины на залежах первой группы могут располагаться в кольцевых рядах по относительно редким равномерно-переменным треугольным сеткам – до 30–36 га/скв, с размещением их в основном во внутреннем контуре нефтеносности.

Конечное нефтеизвлечение может достигать 60–65 % при небольшом водонефтяном факторе – до 1.

2-я группа – залежи пластового типа примерно с той же промыслово-геологической характеристикой продуктивных горизонтов, что и 1-я группа, но отличающиеся от последней большой площадью нефтеносности (более 6–7 тыс. га, ширина >5 км), обычно соответственно со значительной водонефтяной зоной. Залежи обладают обычно природным упруговодонапорным режимом, постепенно переходящим в процессе эксплуатации в режим растворенного газа. Целесообразно такие залежи с самого начала разрабатывать с применением внутриконтурного заводнения в виде разрезания залежи рядами нагнетательных скважин на широкие полосы (порядка 4 км) при пятирядном размещении в них добывающих скважин. Широко распространено применение равномерно-переменных треугольных сеток, с плотностью основного фонда порядка 25–36 га/скв. Ряд скважин следует размещать в чисто нефтяной зоне и продолжать их во внутреннюю часть водонефтяной зоны, вплоть до границы разбуривания, обоснованной технологически и экономически.

При разработке залежей этой группы значительную роль приобретает деятельность по регулированию процессов вытеснения нефти нагнетаемой водой и соответственно по контролю этих процессов.

В этих условиях возможно нефтеизвлечение до 55–60 % при водонефтяном факторе до 2–3.

К **3-й группе** могут быть отнесены залежи в основном значительных и больших размеров (как и во 2-й группе), но с относительной вязкостью пластовой нефти 2–5, т.е. с вязкостью низкой, но все же более значительной (и это имеет большое значение), чем в залежах 1-й и 2-й групп с проницаемостью 0,3–0,5 мкм² и проводимостью горизонтов 0,1–0,3 мкм²/(мПа·с). Фактически к 3-й группе можно отнести все залежи с относительной вязкостью нефти 2–5, особенно при значительных их размерах даже при одном из других

факторов, ухудшенных по сравнению с залежами 1-й и 2-й групп. Это залежи обычно пластового типа, чаще в терригенных, но нередко и в карбонатных микрокаверновых коллекторах.

Нефтяные залежи этой группы часто имеют малоактивный упруговодонапорный режим, быстро переходящий в режим растворенного газа, иногда режим замкнутый (упругий).

Все они разрабатываются с применением внутриконтурного заводнения – с разрезанием рядами нагнетательных скважин на узкие полосы (2–3 км), с избирательным, иногда площадным – в зависимости от геологического строения продуктивных горизонтов.

Залежи разбуривания по равномерной преимущественно квадратной сетке с плотностью основной сетки 20–25 га/скв. Необходим значительный резервный фонд скважин. Часть скважин при необходимости следует бурить в виде горизонтальных.

Нефтеизвлечение может достигать 50–55 %, при водонефтяном факторе 4–5.

Для достижения таких конечных результатов необходимо в течение всей разработки проводить большой комплекс мероприятий по регулированию разработки – развитие системы заводнения, бурение дополнительных скважин, изменение направления внутрипластовых потоков, дифференцирование перепадов давления на участках с разной продуктивностью, изоляционные работы в скважинах, гидроразрывы пластов, создание дополнительных ответвленных стволов в ранее пробуренных скважинах и т.д. На завершающей стадии разработки при обводнении продукции 70–80 % и выше с целью достижения проектного нефтеизвлечения необходимо применять (современные) физико-химические методы, обеспечивающие кольматацию обводненных высокопроницаемых прослоев и включение в работу низкопроницаемых.

К **4-й группе** относим залежи со средневязкой пластовой нефтью – с относительной вязкостью 5–30, проницаемостью более 0,5 мкм².

Влияние на разработку других характеристик таких залежей при заводнении оказывается затушеванным, так как основным фактором оказывается вязкость нефти.

Залежи разных размеров, в основном пластового типа, приурочены и к терригенным, и к карбонатным коллекторам. Они обычно не обладают сколько-нибудь активным природным режимом, поэтому разрабатываются с искусственным воздействием на пласты.

До недавнего времени все такие залежи вводились в разработку с применением внутриконтурного заводнения.

Накопленный опыт разработки позволяет говорить о целесообразности выделения в этой группе двух подгрупп – с относительной вязкостью пластовой нефти 5–15 и 15–30 и соответственно с проводимостью пластов менее $0,1 \text{ мкм}^2/(\text{МПа}\cdot\text{с})$ и менее $0,05 \text{ мкм}^2/(\text{МПа}\cdot\text{с})$.

Залежи первой подгруппы, как и сейчас, могут разрабатываться с обычным заводнением – площадным или разрезанием на узкие полосы – и активным применением комплексных физико-химических методов в качестве вторичных и третичных.

На залежах второй подгруппы следует в качестве первичных с самого начала разработки применять и нетрадиционные методы, основанные на использовании заводнения в сочетании с темпом и полимерами (методы, разработанные в ОАО "Удмуртнефть"), а также попеременную закачку воды и собственной нефти в основном при площадных системах.

Применяемые для залежей 4-й группы сетки скважин – равномерные, чаще квадратные с плотностью порядка 16 га/скв.

Для залежей этой группы, в отличие от 1–3-й групп, характерен быстрый рост обводнения продукции с самого начала разработки и достижение водонефтяного фактора 7–8 и более. При этом нефтеизвлечение может достигать 40 %.

Группы (5, 6, 7) включают залежи, находящиеся в системной разработке непродолжительно (есть лишь редкие исключения) или еще не разрабатываемые. Они приурочены как к терригенным, так и к карбонатным коллекторам. В силу объективных процессов развития нефтяной отрасли – это в большинстве своем малопродуктивные залежи, запасы которых принято относить к трудноизвлекаемым. При характеристике этих групп пользуемся не относительными, а абсолютными значениями вязкости пластовой нефти.

До недавнего времени считалось, что метод заводнения для залежей этих групп неприменим. Но в силу необходимости его начали применять и на залежах групп 5, 6, постепенно обогащая заводнение применением других методов.

5-я группа – залежи с относительно невысокой вязкостью пластовой нефти (1–15 $\text{МПа}\cdot\text{с}$), низкой проницаемостью пластов ($0,01$ – $0,1 \text{ мкм}^2$), обычно сопровождаемой высокой их неоднородностью.

Залежи этой группы в карбонатных и терригенных коллекторах имеются на месторождениях с высокопродуктив-

ными, продолжительно разрабатываемыми объектами. Они обладают малоэффективными природными режимами. В качестве основы систем их разработки можно принимать заводнение – площадное или избирательное. Но с самого начала разработки в технологических схемах необходимо предусматривать в виде неотъемлемых дополнительных составляющих систем разработки меры, направленные на преодоление низкой проницаемости пластов, – оптимальную технологию вскрытия пластов при бурении, глубокую перфорацию, массовые гидроразрывы пластов, бурение горизонтальных и разветвленных скважин, воздействие на призабойные зоны скважин кислотами, применение метода газоводяного воздействия на пласты и др.

При расположении скважин по сеткам 12–16 га/скв при правильном обосновании дополнительных составляющих систем разработки возможно достижение нефтеизвлечения до 30–35 %.

6-я группа – залежи со столь же низкой проницаемостью, что в 5-й группе (0,01–0,1 мкм²), но с вязкостью пластовой нефти 15–100 мПа·с. Такие залежи практически не обладают природными энергетическими возможностями. Это наиболее сложные залежи, при разработке которых необходимо преодолевать и низкую проницаемость коллекторов, и высокую вязкость пластовой нефти. Системы их разработки должны включать многие мероприятия по работе над скважинами типа названных для 4-й группы.

Вместе с тем среди методов воздействия на пласт возрастает роль таких, как попеременная закачка воды и собственно нефти, применение загустителей для умеренного повышения вязкости нагнетаемой воды, применение тепловых методов в сочетании с полимерами, тепловые обработки добывающих скважин. Разработка таких залежей требует применения сеток скважин 9–12 га/скв в основном с созданием площадных систем. Из-за отсутствия опыта разработки прогнозировать конечное нефтеизвлечение затруднительно – в зависимости от комплекса применяемых методов воздействия на пласт и на его прискважинную зону можно ожидать в пределах 20–35 %.

К **7-й группе** могут быть отнесены залежи с повышенной и высокой проницаемостью, но с вязкостью пластовой нефти более 100 мПа·с. Опыта системной разработки таких залежей очень мало. Исходя из современных представлений такие залежи следует разрабатывать по площадным системам на основе тепловых методов – с внутрипластовым горением или

нагнетанием пара в сочетании с физико-химическими методами при плотных сетках скважин – вплоть до 4–9 га/скв. Коэффициенты извлечения трудно прогнозируемы.

8-я группа – единичные залежи нефти с уникальными геолого-физическими особенностями, отличающими их от рассмотренных выше групп, обладающие крупными запасами нефти. Каждая из залежей этой группы требует особого подхода к разработке. Система разработки каждой из таких залежей определяется на основе проведения специального комплекса геофизических и промысловых исследований. К этой группе могут быть отнесены крупные залежи таких месторождений, как Красноленинское в Западной Сибири, Малгобек-Вознесенско-Алиуртовское на Северном Кавказе, Тенгиз в Прикаспийской впадине, Узень на Мангышлаке и др. Для примера можно рассмотреть особенности таких залежей.

Залежи маловязкой нефти Красноленинского месторождения, связанные с терригенными продуктивными пластами, требуют индивидуального подхода в связи с очень высокой макро- и микронеоднородностью пластов и небольшой разницей между пластовым давлением и давлением насыщения при высоком газосодержании нефти (300 м³/т).

Малгобек-Вознесенско-Алиуртовская залежь в верхнемеловых карбонатных отложениях приурочена к длинному антиклинальному поднятию. Продуктивные породы толщиной 350 м залегают пластообразно. Залежь имеет целый ряд особенностей: расположена на большой глубине – 4000 м, имеет массивный характер, поскольку пронизана по всей толщине трещинами, которые в сочетании с кавернами и составляют емкостный объем. Матрица породы нефти не содержит. Уникальны пластовые свойства нефти: при пластовой температуре 130 °С нефть имеет высокое газосодержание (400 м/т) и весьма низкую вязкость (0,3 мПа·с).

Пластовое давление превышает гидростатическое в 1,8 раза. Залежь обладает активным упруговодонапорным режимом.

Залежь месторождения Тенгиз связана с крупным карбонатным массивом, расположена на глубине 5500 м. В некоторых частях она похожа на Малгобек-Вознесенско-Алиуртовскую (аномально высокое пластовое давление, высокая температура, весьма низкая вязкость пластовой нефти, высокое газосодержание).

В то же время ей свойственны индивидуальные важные особенности – большая высота залежи (более 1500 м), при-

родный упругий режим, сложный характер пустотного объема – сочетание в различных соотношениях трещиноватости с микрокавернозностью.

Залежи месторождения Узень пластового типа в терригенных коллекторах могут быть отнесены к 8-й группе вследствие аномально высокого содержания парафина в пластовой нефти (23 %) и близости значений температуры начала кристаллизации парафина и пластовой (соответственно 60 и 63 °С).

Небольшое снижение пластовой температуры под воздействием технологических процессов может вызвать выпадение в пласте парафина из жидкой фазы в твердую. Необходимы специальные решения, направленные на предотвращение этого процесса.

Очевидно, что каждая из названных залежей 8-й группы нестандартна, выбор для них методов и систем разработки сложный и индивидуальный.

Представленная предварительная схема группирования нефтяных залежей применима к подавляющему большинству существующих в природе месторождений.

Постепенно это группирование необходимо развивать и уточнять. Следует учитывать, что встречаются залежи, которые практически могут быть отнесены к той или иной группе, но дополнительно обладают каким-либо свойством, требующим корректировки приемлемых для группы технологических решений. Например, залежь в монолитном пласте может повсеместно подстилаться водой, вследствие чего при эксплуатации скважин большую роль имеет конусообразование; залежь может быть связана с песчаными слабосцементированными коллекторами, что приведет к выносу песка и пробкообразованию в скважинах и др. По таким залежам достижение соответствующих групп ожидаемых конечных результатов разработки требует принятия дополнительных технологических решений.

Выше приведено ориентировочное группирование нефтяных залежей.

В последние годы все большее внимание уделяется промышленному освоению газонефтяных залежей с обширными газовыми шапками. Как правило, они повсеместно или на большей части площади подстилаются пластовой водой. У этих залежей много общего в промыслово-геологической характеристике, нефтяная часть залежи представляет собой нефтяной слой толщиной в первые десятки метров между газом и водой, при их разработке неизбежна проблема образования конусов газа и воды в добывающих скважинах.

В то же время есть и принципиальные различия. Как и нефтяные залежи, они отличаются друг от друга вязкостью нефти, проницаемостью и характером неоднородности коллекторов, наличием или отсутствием литологических разделов между нефтью и водой, между нефтью и газом, наличием или отсутствием водонасыщенного режима, степенью цементированности коллекторов и т.п.

Залежи этого типа в зависимости от их характеристики требуют применения плотных сеток скважин – вплоть до 6 га/скв, широкого использования горизонтального бурения, разных видов воздействия на пласты. Возможность группирования газонефтяных залежей появится после накопления продолжительного опыта их разработки.