

Глава 2

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1. Системы разработки отдельных залежей нефти

При отборе нефти и газа из залежи одновременно происходят взаимосвязанные процессы движения жидкости и газа в пласте под действием пластовых сил, а также подъем жидкости и газа по стволу скважины. Эти процессы регулируются путем ввода в эксплуатацию оптимального числа скважин и установлением режимов их работы. Обычно имеется возможность изменить режим процесса и увеличить его эффективность нагнетанием в пласт воды и газа. Можно управлять процессом разработки путем изменения числа скважин и порядка размещения их на залежи. Увеличение плотности сетки скважин (число скважин на единицу площади залежи) повышает темп отбора запасов и конечный коэффициент извлечения нефти.

Регулирование движением жидкости и газа в пласте к забоям эксплуатационных скважин при помощи размещения скважин, установления их числа и порядка ввода в эксплуатацию, установления режима их работы и баланса пластовой энергии называется разработкой залежи. Совокупность условий, при которых происходит разработка залежи, определяет собой систему разработки.

Системы разработки отличаются по расположению скважин, числу и порядку ввода их в эксплуатацию, а также по способу воздействия на пласт.

По расположению скважин различают системы с равномерным и неравномерным их расположением.

Системы по числу и порядку ввода скважин в эксплуатацию подразделяются на сплошные (одновременное разбуривание всей площади), сгущающиеся (одновременное разбуривание всей площади с последующим уплотнением сетки скважин) и

ползующие (разбуривание площади последовательно параллельными рядами).

По способу воздействия на пласт различают системы: без поддержания пластового давления и с его поддержанием. В первом случае используется внутренняя энергия пласта: естественный напор контурных вод, упругие силы пласта, газа, жидкости; во втором – энергия пополняется путем нагнетания воды или газа в пласт. В зависимости от способа поддержания пластового давления различают системы: 1) с законтурным заводнением; 2) с приконтурным заводнением; 3) с внутриконтурным заводнением; 4) с площадным заводнением; 5) с поддержанием давления путем нагнетания газа в газовую шапку; 6) при закачке газа по всей площади залежи.

Нефтяные месторождения (залежи) вводятся в разработку в соответствии с проектами разработки и технологическими схемами разработки. Для получения достаточного для проектирования разработки объема геолого-промысловой информации осуществляют пробную эксплуатацию месторождений, для чего составляется проект пробной эксплуатации.

"Регламент составления проектных и технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений" требует, чтобы в проектных документах были обоснованы:

- выделение эксплуатационных объектов;
- порядок ввода объектов в разработку;
- выбор способов и агентов воздействия на пласты;
- системы размещения и плотности стенок добывающих и нагнетательных скважин;
- способы и режимы эксплуатации скважин;
- уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов;
- методы повышения эффективности реализуемых систем разработки заводнением;
- физико-химические, тепловые и другие методы повышения нефтеизвлечения;
- выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования;
- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;
- требования к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин;
- требования к системам поддержания пластового давления (ППД), качеству используемых агентов;
- требования и рекомендации к конструкциям скважин и

производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин;

мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки;

комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин;

специальные мероприятия по охране недр и окружающей среды при бурении и эксплуатации скважин, технике безопасности, промсанитарии и пожарной безопасности при применении методов повышения нефтеизвлечения из пластов;

объемы и виды работ по доразведке месторождения;

вопросы, связанные с опытно-промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.

В проектных документах оценивается воздействие на окружающую среду.

2.2. Методы вызова притока нефти или газа

Перед сдачей скважины в эксплуатацию ответственным и важным мероприятием является проведение процесса освоения или вызов притока жидкости из пласта. Приток жидкости к забою скважины возможен только благодаря уменьшению давления столба жидкости на забой до значения ниже пластового давления. Кроме понижения давления на забой, необходима очистка забоя от грязи, песка и бурового раствора с целью максимального снижения сопротивлений притоку в призабойной зоне пласта.

Обычно после окончания бурения скважина бывает заполнена промывочным (глинистым) раствором. Этот раствор нужно быстро удалить из скважины, так как со временем твердые частицы раствора выпадают в осадок в зоне пласта, что приводит к уменьшению проницаемости и загрязнению пласта.

Промывка скважины – замещение столба раствора после бурения в скважине водой, снижение за счет этого давления на забой, очистка стенок забоя от глинистой корки и удаление осадка грязи и песка в скважине. Иногда с целью постепенного снижения давления на забой после промывки водой переходят на замещение воды нефтью. Такое проведение процесса освоения хотя и задерживает сроки освоения скважины, но является приемлемым, если призабойная зона пласта сложена рыхлыми песчаниками.

Наиболее распространенным способом в промысловой прак-

тике освоения скважины являлась аэрация раствора, т.е. использование сжатого воздуха или газа, так называемое "компрессирование" скважин. В настоящее время этот метод освоения запрещен из-за его взрывоопасности.

Сейчас скважины в основном осваивают путем понижения уровня жидкости в скважине, т.е. удаления ее при помощи специального поршня-сваба, спускаемого в скважину на стальном канате. Свабирование обычно производится в НКТ диаметром 73–114 мм, спущенных до забоя при установленной на устье арматуре. При погружении сваба жидкость, приподнимая нижний клапан, поступает в полость НКТ над поршнем. При подъеме сваба клапан закрывается и вся жидкость над свабом извлекается на поверхность.

Для очистки забоя от грязи, песка иногда проводят тартание желонкой. Желонка – длинное узкое ведро с клапаном внизу, спускаемое в скважину, подобно свабу на канате. Диаметр желонки составляет примерно 0,7 диаметра скважины, а ее длина может достигать 10–15 м. Спускоподъемные операции сваба или желонки осуществляют с помощью лебедки.

После начала притока обычно проводится процесс самоочистки забоя, который ведется до полного удаления промывочной жидкости.

Один из ответственных этапов при заканчивании скважин в бурении – этап вскрытия пластов. Методы вскрытия пластов в зависимости от пластового давления, значения нефтенасыщенности пласта, степени несовершенства зоны пласта, положения газоводонефтяного контакта, глубины залегания пласта и других факторов могут быть различными при выполнении следующих требований:

- предотвращение открытого фонтанирования;
- сохранение или улучшение природных фильтрационных свойств пород призабойной зоны;
- увеличение безводного периода эксплуатации скважин.

Важнейшим моментом при вскрытии пласта бурением является качество промывочного раствора. При использовании буровых растворов на водной основе в пласт могут проникать фильтрат и твердая фаза раствора, что ведет к ухудшению коллекторских свойств пласта и уменьшению продуктивности скважин.

При попадании воды из бурового раствора в нефтяной пласт происходит образование водонефтяной эмульсии. При взаимодействии фильтрата с пластовой водой в порах пласта могут образовываться осадки. Глинистые частицы при контакте с фильтром набухают. Поры пласта заполняются фильтратом.

Эти процессы снижают проницаемость призабойной зоны для нефти.

Для устранения этих последствий к растворам на водной основе добавляют специальные поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также используют растворы на нефтяной основе, пены и газообразные агенты.

Пласты с давлением выше гидростатического, сложенные породами низкой проницаемости и содержащие глинистые частицы, вскрывают на утяжеленном растворе на нефтяной основе. Для высокопроницаемых пород и трещиноватых без глинистых частиц применяют утяжеленный глинистый раствор с добавками ПАВ. Для продуктивных горизонтов с давлением, равным гидростатическому, при вскрытии используют хлоркальциевые или меловые растворы с высокой проницаемостью. Если породы слабопроницаемые и содержат глинистые частицы, применяют растворы на нефтяной основе, эмульсии или пены. При вскрытии пластов с давлением ниже гидростатического необходимо использовать пены низкой плотности, газообразные агенты или местную циркуляцию.

Глубина вскрытия пласта зависит от положения скважины на структуре по отношению к газоводонефтяному контакту. Глубина вскрытия обычно несколько ниже продуктивного горизонта с целью получения зумпфа, если в подошве пласта отсутствует пластовая вода.

2.3. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяного месторождения

Для поддержания установленного режима эксплуатации залежи необходимо вести непрерывный контроль за работой отдельных скважин и всей залежи в целом. Средствами контроля и регулирования этой работы являются:

- ежедневные замеры дебитов нефти, воды и газа по скважинам;

- систематические наблюдения за давлениями (уровнями) в специальных пьезометрических (законтурных) скважинах;

- периодические замеры забойного и пластового давлений по скважинам;

- определение динамики изменения во времени пластового давления, газового фактора и добычи (текущей и суммарной) нефти и воды.

Регулирование процесса разработки сводят к распределению отбора жидкости по отдельным скважинам для обеспечения равномерного продвижения газа и воды, не допуская неравномерности изменения пластового давления по площади и предотвращая создание неблагоприятных для общей нефтеотдачи условий (например, резкое понижение давления).

Самый строгий контроль необходим при работе на режимах вытеснения, так как непредусмотренные прорывы воды и газа к забоям эксплуатационных скважин могут резко снизить эффективность всего процесса разработки.

При использовании в качестве вытесняющего агента воды добыча ее вместе с нефтью неизбежна. Скорость продвижения воды в насыщенных нефтью породах зависит, помимо прочих факторов, от пластового давления.

Добычу нефти во избежание перехода к режиму истощения желательно вести при повышенном давлении наступающей воды. Общий отбор жидкости необходимо вести в таком темпе, чтобы это давление поддерживалось длительное время. При этом отбор воды из залежи должен быть по возможности ограничен.

Повышение интенсивности отбора нефти возможно при восполнении отобранных из пласта объемов жидкости, например, путем закачки воды с поверхности в пласт.

При использовании энергии газовой шапки необходимо стремиться к получению с нефтью только растворенного в ней газа. Газ газовой шапки добывать нежелательно. Регулирование процесса в этом случае сводится к закрытию всех скважин, вскрывших газовую зону, или проведению в них изоляционных работ с целью сохранения энергии газа в пласте. Основным мероприятием по сохранению пластовой энергии является закачка воды в пласт (поддержание пластового давления), а также газа в повышенные части залежи. В ряде случаев более эффективна закачка водогазовой смеси.

С целью лучшего регулирования режима все скважины на площади можно разделить на две группы: скважины приконтурные (расположенные близ водо- и газонефтяного контактов) и центральные. Скважины первой группы решают задачу предотвращения прорывов газа или воды. В этих скважинах необходимо обеспечить соответствующее противодействие на забой с целью регулирования отбора. С целью предотвращения чрезмерного поступления в скважины воды или газа иногда возникает необходимость проведения изоляционных работ. В скважинах второй группы контроль необходим с целью недопущения в призабойной зоне пласта условий, кото-

рые ведут к усиленному выделению газа из раствора и частичному переходу к режиму "истощения". Для этого забойное давление ограничивают снизу.

Общее число скважин (эксплуатационных и нагнетательных) должно обеспечить установленный суммарный отбор нефти из залежи.

2.4. Охрана недр и окружающей среды при разработке нефтяных и газовых месторождений

В проблеме охраны недр для нефтяной и газовой промышленности весьма актуальны вопросы:

- комплексного геологического изучения строения недр, получения достоверных данных о запасах нефти и газа;

- максимально возможного снижения потерь запасов нефти при разведке и эксплуатации месторождения (выброс и отдельное фонтанирование);

- обоснования прогрессивных способов вскрытия, разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи нефти и газа по экономическим и экологическим показателям;

- объемов, видов и организации рекультивации земли;

- сохранения в чистоте водоносных горизонтов, предотвращения их истощения;

- максимального использования нефтяного газа;

- обеспечения минимума потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа и конденсата при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;

- предотвращения загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении отходов и т.д.;

- предотвращения потерь нефти и газа, загрязнения ими почвы, атмосферы и водоемов;

- загрязнения морей и океанов при освоении шельфа.

Как известно, месторождения нефти и газа разрабатываются по утвержденным проектам и технологическим схемам разработки в соответствии с правилами технической эксплуатации. Функции государственного надзора и контроля за использованием и охраной недр возложены на Государственный комитет по надзору за безопасным веде-

нием работ в промышленности и горному надзору (Госгортехнадзору).

В нефтяной и газовой промышленности Госгортехнадзор контролирует:

- правильность разработки месторождений нефти и газа и выполнение требований по охране недр;

- выполнение предприятиями установленного порядка учета запасов;

- соблюдение правил и норм по безопасному ведению работ при пользовании недрами;

- выполнение правил ведения геологических работ;

- предотвращение загрязнения подземных и наземных объектов нефтью, газом, сточными водами, вредными веществами и материалами при их подземном хранении.

В процессе бурения скважин необходим комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов и поглощения в скважинах. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы в скважинах изолируют друг от друга. Обеспечивается герметичность колонны, крепление ствола скважины с высоким качеством их цементирования.

На скважинах с возможными газонефтепроявлениями, а также на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями, до начала бурения каждая буровая установка должна иметь емкости с запасной промывочной жидкостью и противовыбросовое оборудование (превенторы с набором плашек).

Герметичность обсадной колонны, колонной головки и зацементированного колонного пространства проверяют опрессовкой, которая заключается в том, что после замены продавочной жидкости водой опрессовочное давление колонны свыше 7 МПа в течение 30 мин снижается не более чем на 0,5 МПа и не более чем на 0,3 МПа при давлении менее 7 МПа.

Особенно высокие требования к конструкции, герметичности и прочности обсадных колонн и качеству их крепления предъявляются к газовым и газоконденсатным скважинам, а также к скважинам газлифтной эксплуатации и подземного хранения газа.

С точки зрения охраны недр особое значение имеет правильное проведение работ по ликвидации и консервации скважин. При ликвидации скважин выше последнего объекта испытания устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м, далее до устья засыпается землей. Устья ликвидиро-

ванных скважин оборудуют цементным сальником, бетонной тумбой и репером. Способ консервации зависит от ее длительности и пластового давления. При сроке консервации свыше 3 мес скважина задавливается промывочной жидкостью на нефтяной основе при обработке ПАВ. Плотность ее должна обеспечить давление в скважине на 5–10 % выше пластового. При консервации до 3 мес при низких пластовых давлениях скважины не задавливаются, а промываются жидкостью и на устье устанавливается фонтанная арматура с контрольным вентилем. При этом штурвалы задвижек снимаются, манометры вывертываются, патрубки герметизируются, фланцы оборудуются заглушками.

Разработка месторождений нефти и газа проходит по утвержденной технологической схеме либо проекту, в которых должны быть отражены вопросы охраны недр. Основными вопросами являются состояние продвижения контура нефтеводогазоносности, пластовое давление и т.д.

Скважины — капитальные сооружения, рассчитанные на длительную эксплуатацию. Основной их элемент — обсадную колонну необходимо всячески защищать от коррозии и эрозии. Особенно это относится к нагнетательным скважинам.

Для увеличения их надежности и долговечности необходимо:

- исключение контакта закачиваемых вод с обсадной колонной (использование НКТ);
- установка в призабойной зоне обсадной колонны из коррозионно-стойких материалов;
- установка пакера (заполнение затрубного пространства жидкостью с ингибиторами коррозии);
- герметизация резьбовых соединений НКТ при закачке сточных вод.

Для предотвращения электрохимической коррозии обсадной колонны применяют цементирование колонны до устья и катодную защиту.

Применение закрытых герметизированных систем сбора, подготовки и транспорта нефти и газа, а также использование низконапорного нефтяного газа с последующей переработкой его на газоперерабатывающем заводе (ГПЗ) способствуют сокращению потерь углеводородного сырья и, следовательно, охране окружающей среды. Однако эти системы необходимо защищать от коррозии, в первую очередь ингибиторами, например ИФХАНГАЗ-1, "Тайга", И-к, И-д и др.

При разработке газовых месторождений (особенно содержащих сероводород) и при подземном хранении нефти и га-

за особого внимания требуют вопросы герметичности скважин и хранилищ. Поэтому необходим газогеохимический контроль, в задачу которого входят:

- оценка герметичности месторождения и хранилищ;
- определение связей ареалов загазованности с техническим состоянием промысла;
- контроль за изменением текущих содержаний отдельных компонентов и газогеохимических показателей.

В районах интенсивно развивающейся добычи нефти имеет место сжигание попутного нефтяного газа ("факелы"), которое связано с отставанием строительства газоперерабатывающих предприятий. С целью утилизации этого газа необходимо шире использовать мобильные (передвижные) газоперерабатывающие установки.