

М.Я. ЗЫКИН, В.А. КОЗЛОВ, А.А. ПЛОТНИКОВ

**МЕТОДИКА
УСКОРЕННОЙ
РАЗВЕДКИ
ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

М.Я.ЗЫКИН, В.А.КОЗЛОВ, А.А.ПЛОТНИКОВ

МЕТОДИКА УСКОРЕННОЙ РАЗВЕДКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

4293



МОСКВА "НЕДРА" 1984



Зыкин М.Я., Козлов В.А., Плотников А.А. Методика ускоренной разведки газовых месторождений. М., Недра, 1984, 183 с.

Предложена методика ускоренной разведки газовых залежей различных типов, обладающих нефтяной оторочкой и высоким содержанием конденсата, с применением опытно-промышленной эксплуатации. Обоснована необходимая степень разведанности газовых месторождений для ускоренной подготовки к разработке. Разработан рациональный комплекс геолого-промысловых наблюдений в процессе доразведки газовых месторождений.

Для геологов, геологов-промысловиков и разработчиков производственных организаций, а также научных сотрудников, занимающихся вопросами разведки и разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Табл. 5, ил. 30, список лит. — 35 назв.

Рецензент — чл.-корр. АН СССР *И.И. Нестеров* (ЗапСибНИГНИ)

ПРЕДИСЛОВИЕ

Высокие темпы развития газовой промышленности Советского Союза обуславливают необходимость сокращения сроков разведки и ускорения подготовки к разработке газовых и газоконденсатных месторождений. В связи с этим первостепенное значение приобретают вопросы дальнейшего совершенствования методики ускоренной разведки газовых месторождений, повышения качества исходных данных для проектирования и быстрого ввода их в эксплуатацию, рациональной разработки залежей.

Основной целью разведки газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений, как и месторождений других полезных ископаемых, является установление их промышленного значения и условий разработки. Весьма важно при этом установить необходимую степень разведанности месторождений, чем и определяются сроки их разведки. Эта задача должна решаться с учетом особенностей разработки газовых и газонефтяных месторождений (залежей), необходимости и возможности ускоренного ввода их в разработку и, в конечном счете, с учетом оптимальных технико-экономических показателей планируемой разведки и намечаемой разработки этих месторождений.

Правильный учет перечисленных факторов позволит провести разведку газовых и газонефтяных месторождений с наименьшими затратами средств и времени и тем самым обеспечить ускоренный ввод их в разработку. Учет факторов ускорения разведки должен осуществляться с самого начала поисково-разведочного процесса и на всех его последующих стадиях, включая опытно-промышленную эксплуатацию (ОПЭ). Из сказанного следует, что к составлению проектов разведки газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений (залежей) и к их корректировке в дальнейшем должны обязательно привлекаться организации, ведущие разработку этих месторождений.

В настоящей работе рассматриваются методические приемы и положения ускоренной разведки газовых залежей, газовых залежей с нефтяной оторочкой, газоконденсатных залежей, сложнопостроенных газовых залежей, многозалежных газовых и газонефтяных месторождений. Большое внимание уделено опытно-промышленной эксплуатации как методу доразведки газовых месторождений.

Ускоренная разведка крупных и уникальных газовых месторождений по разреженной сетке скважин с последующей их доразведкой в процессе разработки эксплуатационным бурением позволяет на практике и в сжатые сроки получить все необходимые данные для подсчета запасов газа и обоснованного проектирования разработки. Методика ускоренной разведки крупных месторождений и ускоренного ввода их в разработку нашла широкое применение в различных газоносных районах Советского Союза, в том числе в Западной Сибири. Высокая эффективность этой методики отчетливо проявилась на примере Медвежьего и Уренгойского месторождений севера Западной Сибири, где эксплуатация сеноманских залежей началась весьма скоро после их открытия. От ускоренного ввода в разработку газовых месторождений народное хозяйство страны уже получило значительный экономический эффект.

В последние годы наметилась тенденция широкого применения математических методов для оптимизации разведочного процесса [17, 19]. При этом не учитываются такие специфические особенности разведки газовых месторождений, как возможность использования ОПЭ для до-разведки, необходимость изучения приконтурных зон залежей для поисков нефтяных оторочек и т. п. Геологическое строение каждого месторождения (залежи), особенности его нефтегазоносности и разработки сугубо индивидуальны, поэтому преимущественное решение задач проектирования разведки на основании упрощенных математических моделей газовых и газонефтяных месторождений, по нашему мнению, не является обоснованным.

Ограниченный объем работы обусловил характер изложения материала. Так, аргументация основных положений дается по возможности подробно, обзор же существующих представлений и их критический анализ сведены к минимуму.

В процессе сбора фактического материала, а также при подготовке рукописи к печати большая работа выполнена А.М. Алтуховой, Е.П. Ильиной, Н.П. Косоротиковой, В.С. Савинцевой и Т.Н. Хохловой, которым авторы глубоко признательны.

М.Я. Зыкиным написаны §§ 1 и 2 главы III и § 3 главы IV, В.А. Козловым — §§ 1 и 2 главы IV, § 4 главы V и §§ 1 — 3 главы VI, А.А. Плотниковым — §§ 6 и 7 главы II, § 4 главы IV, §§ 2, 3, 5, 6 и 7 главы V, § 4 главы VI, §§ 4 — 6 главы VIII и заключение. Остальные разделы книги написаны авторами совместно.

Авторы выражают глубокую благодарность Б.С. Короткову, О.К. Маркову, В.В. Цареву, Ю.И. Яковлеву, Г.А. Невской, А.В. Подгорнову и А.В. Селиной, ряд разработок которых по рассмотренным в работе вопросам использован в книге, а также В.И. Ермакову за помощь и советы при составлении книги.

Глава I. КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) ПО УСЛОВИЯМ ПРИМЕНЕНИЯ УСКОРЕННОЙ РАЗВЕДКИ

В настоящей классификации рассматриваются основные геологические и технико-экономические факторы, обуславливающие особенности проведения промышленной разведки газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений (залежей) применительно к трем группам месторождений (залежей): с неограниченным применением ускоренной разведки, с частичным ее применением и без применения методов ускоренной разведки (табл. 1).

Достоверность структурной основы является одной из наиболее важных характеристик, определяющих различия в условиях проведения разведки месторождений. Если структура надежно подготовлена, причем достоверно выявлены основные элементы ее строения (простираение, размеры, наклон крыльев), то месторождение может быть эффективно разведано малым числом скважин и быстро введено в эксплуатацию. Основной задачей бурения и испытания разведочных скважин в этом случае является изучение закономерностей соответствия структурных планов по данным сейсморазведки и бурения, изменения эффективных мощностей и продуктивной характеристики отдельных частей залежей. Примером достоверной подготовки крупных высокоамплитудных структур, существенно упрощающей проведение промышленной разведки, являются газовые месторождения севера Тюменской области. По Заполярному, Губкинскому, Уренгойскому, Медвежьему и другим месторождениям структурная основа в целом позволяет достигать очень высокой эффективности поисково-разведочного бурения, имеются только некоторые различия в конфигурации, деталях строения крыльев и периклинальных окончаний.

Весьма высокой степенью достоверности подготовки высокоамплитудных структур отличаются газоконденсатные месторождения Краснодарского края (Березанское, Ленинградское и др.), что также связано с отсутствием несоответствий в планах по различным комплексам и близостью сейсмического репера к пласту-коллектору.

Высокую достоверность структурной основы весьма сложно получить при малой амплитуде структуры или большой глубине залегания газоносного горизонта. Так, на Восточно-Таркосалинском месторождении до заложения разведочных скважин имелась структурная основа по сеноманскому реперу. Положение свода структуры по данным бурения подтвердилось, однако из-за малой амплитуды складки (30 м) детали ее сложного строения (наличие нескольких обособленных куполов), полученные по данным сейсморазведки, пришлось проверять бурением, что значительно удлинило сроки разведки сеноманской залежи. Дополнительным разведочным бурением было установлено, что обособленные купола на структуре отсутствуют.

Даже небольшие по площади малоамплитудные поднятия в основном требуют уточнения строения глубоким бурением, причем для определения

Группы месторождений (залежей)	Геологические и технико-экономические факторы, обуславливающие особенности проведения промышленной разведки месторождений (залежей)								
	достоверность структурной основы	строение продуктивного разреза	величина запасов	фазовое состояние газа и нефти	продуктивность	метод подсчета запасов (применимость)	предполагаемый режим залежей	положение относительно потребителей	условия обработки газа
С неограниченным применением ускоренной разведки	Структуры выявляются геофизическими методами	Простое	Небольшие и средние	Газовые и газоконденсатные с низким содержанием конденсата	Высокодебитные	По падению давления (объемный — для оперативной оценки)	Газовый или частичное проявление упруговодонапорного	В районе с дефицитом газа	Газ не требует сложной обработки
С частичным применением ускоренной разведки	Структуры требуют уточнения бурением	Сложное	Крупные и уникальные	Газовые с непромышленной нефтяной оторочкой	С различными по продуктивности участками	Объемный (по падению давления — как контрольный или для отдельных участков)	Отстающий водонапорный	В районе с ограниченными возможностями потребления газа	Подготовка газа связана с крупными капиталовложениями
Ускоренная разведка нецелесообразна	Структуры изучаются глубоким бурением	Линзовидное	Крупные	С невыясненным значением нефтяной оторочки, с высоким содержанием конденсата, с насыщенной газоконденсатной системой	Низкодебитные	Объемный (по падению давления — только в период разработки)	Активный водонапорный	В районе с избытком газа	То же

положения свода ловушки, смещенного относительно свода по геофизическим реперам, иногда приходится бурить значительное число скважин. Поэтому в таких случаях основной задачей становится выявление самой ловушки. Так, залежи в нижнем и среднем карбоне на Горючкинском месторождении (Нижнее Поволжье) из-за малой амплитуды поднятия и несовпадения планов были выявлены только после бурения и испытания пятой поисковой скважины, а на Краснокамышанском месторождении — после седьмой скважины. При детальной промышленной разведке таких месторождений многие скважины оказываются пустыми. В связи с этим для небольших месторождений такого типа особенно важно широко использовать данные о строении аналогичных соседних месторождений, а в случае возможности быстрого и, главное, дешевого подключения первых продуктивных скважин к действующим газопроводам и потребителям обязательно вводить эти скважины в ОПЭ. Дальнейшее же разбуривание месторождения (залежи) во избежание неоправданных затрат на бурение новых пустых разведочных (и эксплуатационных) скважин следует проводить только после уточнения запасов газа (а отсюда и возможных площадных размеров залежей) по данным ОПЭ указанных скважин или после постановки повторных детализационных сейсморазведочных работ.

Таким образом, для месторождений (залежей), структурная основа которых геофизическими методами выявляется недостаточно надежно, применение ускоренных методов разведки ограничивается. Однако ввод таких месторождений в ОПЭ целесообразнее при условии, что просчет в оценке запасов газа и, следовательно, в определении капитальных затрат на обустройство промысла и подключающего газопровода не может быть существенным.

Если определение структурной основы возможно только глубоким бурением (при сложных сейсмо-геологических условиях, резком смещении структурных планов с глубиной и т. д.), ускоренный ввод газовых залежей в ОПЭ до завершения разведочных работ нецелесообразен, так как при этом возможны значительные ошибки как в определении величины запасов, так и в установлении местоположения опережающих эксплуатационных скважин (ОЭС), определении необходимых капитальных затрат на обустройство и т. д.

Примером неоправданного ускоренного ввода в ОПЭ явилось Кузнецовское месторождение (Краснодарский край). Получение мощного открытого фонтана газа из терригенных отложений юры послужило основанием для ускоренного строительства подключающего газопровода. Однако отсутствие надежной структурной основы не позволило достоверно оценить оперативные запасы газа. В результате на момент ввода залежи в ОПЭ дебит аварийной скважины резко упал. Бурение дополнительных разведочных скважин не дало положительного результата. В итоге ускоренное строительство подключающего газопровода оказалось неоправданным.

По строению продуктивного разреза газовые месторождения (залежи) весьма условно можно разделить на имеющие простое и слож-

ное строение. Сложнопостроенные залежи характеризуются приуроченностью к горизонтам; терригенным неоднородного строения с чередованием проницаемых и слабо проницаемых пластов или пропластков; включающим крупные проницаемые линзы, а также имеющим прослойно-линзовидное строение; карбонатным, представленным проницаемыми и плотными разностями; слабопроницаемым трещиноватым хемогенным и глинистым. Кроме того, к залежам сложного строения относятся залежи тектонически, литологически и гидродинамически экранированных типов (см. табл. 1).

Вопросы рациональной методики ускоренной разведки сложно-построенных газовых залежей будут рассмотрены ниже. Здесь следует отметить, что наиболее эффективно для небольших и средних по запасам сложно-построенных залежей проведение разведочных работ с применением ОПЭ.

При блоковом строении месторождения разведка значительно осложняется, особенно тогда, когда блоки не выделяются надежно поисковыми методами. В таких случаях приходится проводить детальную площадную разведку и изучать размеры и характер насыщения блоков по материалам бурения и испытания скважин. Так, на Олейниковском месторождении по данным поисковых сейсмических работ блоковое строение не устанавливалось. В результате проведения детальной площадной разведки и бурения около 35 разведочных скважин было установлено наличие четырех разобценных блоков — двух с газонефтяными залежами и двух с чисто газовыми залежами, имеющими различное положение контактов. Из-за сложного блокового строения потребовалось пробурить большое число разведочных скважин и на других месторождениях сводовой части вала Карпинского — Межевом, Промысловском, Тенгутинском.

Как показывает опыт разведки сложнопостроенных месторождений в Днепровско-Донецкой впадине, величина запасов газа и взаимодействие блоков более эффективно могут быть изучены по данным ОПЭ. Так, на Перещепинском и Краснопоповском месторождениях за два года эксплуатации были определены запасы газа, степень связи между отдельными блоками и взаимодействия с водонапорной системой. При сложном строении этих месторождений для достижения такой же степени изученности посредством разведочного бурения потребовалось бы значительно больше времени и большее число скважин.

Во избежание неоправданных затрат средств и времени при глубоком бурении на небольших и средних по запасам сложнопостроенных месторождениях и залежах следует проводить поиски отдельных залежей в наиболее крупных блоках и линзах и уже в процессе ОПЭ осуществлять их доразведку.

Ускоренная разведка крупных по запасам залежей линзовидного строения разреженной сеткой разведочных скважин нецелесообразна, поскольку при такой методике разведки величины запасов газа, подсчитанные объемным методом, могут быть завышены в несколько раз. Характерным примером является разведка пермотриасового комплекса Хапчагайского мегавала Якутии, на котором по первоначальной оценке на основании редкой сетки скважин выделялась единая очень крупная залежь газа. В по-

следующем при сгущении сетки разведочных скважин залежь распалась на ряд линз.

Применение ОПЭ как метода разведки в случае крупных залежей линзовидного строения нецелесообразно в связи с тем, что для получения надежных данных о величине запасов газа, промысловой характеристике залежи и т. д. потребуются большое число ОЭС, весьма длительный срок их эксплуатации. Отсюда ввод в разработку таких залежей в целом можно осуществлять только после завершения разведочных работ и утверждения запасов ГКЗ СССР объемным методом.

Величина запасов газа является одним из главных факторов, определяющих возможность ускоренной разведки газовых месторождений (см. табл. 1).

Применение ускоренной разведки для небольших и средних по запасам газовых месторождений (залежей) в обустроенных районах (при надежно подготовленной структурной основе) обязательно, поскольку для них весьма велика опасность переразведки. Непременным условием их разведки является ввод уже первых скважин, давших газ, в ОПЭ, на основании которой должны осуществляться подсчет запасов газа по методу падения давления и проектирования разработки. Разведка таких месторождений посредством бурения большого числа разведочных скважин недопустима. Низкая эффективность разведки небольших и средних месторождений без применения ОПЭ показана на примере ряда месторождений Краснодарского края (см. главу V).

Почти все известные крупные чисто газовые месторождения связаны с ловушками большой амплитуды, достаточно достоверно выявляемыми поисковыми работами, чаще всего сейсморазведкой. После открытия месторождения число и система заложения разведочных скважин определяются особенностями геологического строения ловушки и продуктивного разреза и необходимой степенью разведанности месторождения. На крупных месторождениях, где газ приурочен к хорошо выявляемым и относительно однородным коллекторам (типа Ямбургского, Медвежьего, Уренгойского, Заполярного (сеноман) и др. месторождений), для достоверной оценки запасов и подготовки к разработке требуется разреженная сетка — одна скважина на 100 км^2 разведочной площади. Для месторождений, имеющих большой этаж газоносности, несколько залежей, нефтяные оторочки, сложное блоковое строение, приуроченных к структурам, уверенно выявляемым сейсморазведкой (типа Газлинского, Вуктыльского, Уренгойского — неоком и др.), необходимо, разумеется, значительно большее число разведочных скважин. Однако их все равно будет гораздо меньше, чем потребуется для эксплуатации.

Основной задачей при подготовке крупных месторождений к ускоренному вводу в эксплуатацию является сокращение времени подсчета их запасов и проектирования разработки.

На первом этапе разведки на крупных месторождениях редкой сеткой разведочных скважин осуществляется подготовка запасов в основном категории C_1 и частично C_2 и устанавливаются параметры, необходимые для составления проекта разработки и обустройства промысла. Дораз-

ведка крупных месторождений (второй этап) с целью подготовки их к разработке должна проводиться в процессе эксплуатационного разбуривания преимущественно ОЭС, уже после решения вопроса о вводе месторождения в разработку. Такой порядок подготовки месторождения позволяет в кратчайшие сроки оценить величину запасов большого числа подготовленных площадей при сохранении общего объема разведочного бурения. Это в свою очередь дает возможность выбрать для региона оптимальную схему ввода месторождений в разработку, а также обоснованно осуществлять перспективное планирование развития газовой промышленности. По такой методике проводится разведка уникальных и крупных месторождений севера Тюменской области, что обеспечило ускоренный ввод в разработку Медвежьего, Вынгапурского и Уренгойского месторождений.

Таким образом, основные вопросы подсчета запасов и подготовки к разработке крупных и уникальных месторождений должны решаться без применения ОПЭ. Опытно-промышленной эксплуатацией уже после ввода месторождений (основных по запасам залежей) в разработку должны решаться частные вопросы подготовки к разработке новых залежей, получения более достоверных данных для корректировки проектов разработки и т. п. Этим и обуславливается ограниченная возможность применения ускоренной разведки для крупных и уникальных по запасам газовых месторождений.

Фазовое состояние пластовых флюидов (см. табл. 1) может существенно ограничить применение ускоренных методов разведки. Для чисто газовых залежей и газоконденсатных залежей с низким и средним содержанием конденсата (до $300 \text{ см}^3/\text{м}^3$), а также характеризующихся недонасыщенной или перегретой газоконденсатной системой и при более высоком содержании конденсата ускоренная разведка не ограничивается.

Наличие нефтяной оторочки у газовых залежей осложняет и удлиняет проведение поисково-разведочных работ, требует применения специальных методических приемов. Если предполагается, что выявленная газовая залежь может иметь нефтяную оторочку, необходимо прежде всего приступить к поискам последней и оценке ее промышленного значения. Разведка газовой части залежи должна производиться только при непромышленном или подчиненно-промышленном значении нефтяной оторочки. Поэтому ускоренный ввод в ОПЭ газовых залежей, которые могут иметь нефтяную оторочку, в большинстве случаев не может быть осуществлен (например, залежи Бельского месторождения в Восточной Украине, залежи неокома Уренгойского месторождения и др.).

При высоком содержании в газе конденсата (свыше $300 \text{ см}^3/\text{м}^3$) и насыщенной пластовой газоконденсатной системе применение ускоренной разведки методом ОПЭ недопустимо, поскольку при этом нарушение фазового равновесия флюидов в пласте сразу же приведет к выпадению значительного количества конденсата, что осложнит последующую разработку залежи с применением силовых методов. Кроме того, при высоком содержании конденсата в процессе ОПЭ могут быть получены данные, существенно искажающие истинный характер падения пластового давле-

ния, и, как результат этого, создается неверное представление о величине запасов газа, определенной по методу падения давления.

По продуктивности следует различать залежи высокодебитные, с различными по продуктивности участками и низкодебитные (см. табл. 1). Получение высоких дебитов во всех разведочных скважинах на крупных залежах характеризует хорошие коллекторские свойства и выдержанность пласта и позволяет ограничиваться при разведке относительно небольшим числом скважин. Так, на Заполярном и Уренгойском месторождениях подсчет запасов для сеноманской залежи был произведен и утвержден ГКЗ после бурения всего соответственно 12 и 48 скважин, причем все скважины, находящиеся в контуре, оказались высокопродуктивными. Дальнейшие разведочные работы на этих месторождениях были направлены на доразведку продуктивной площади ОЭС.

Получение высоких дебитов газа в разведочных скважинах на Газлинском, Северо-Ставропольском и Ленинградском месторождениях (при больших размерах ловушек, с которыми связаны залежи) способствовало быстрому завершению разведочного бурения и обеспечило достаточно большие отборы газа в начальный период эксплуатации месторождений до их полного разбуривания эксплуатационными скважинами.

Особенно важно проведение ускоренной разведки методом ОПЭ для небольших по запасам высокодебитных залежей. Для них за период ОПЭ можно произвести необходимый отбор газа всего из нескольких (часто одной — двух) разведочных скважин, чем будет обеспечен надежный подсчет запасов по падению давления и решен вопрос о проектировании разработки или довыработки залежи. Поэтому каждая разведочная скважина, заложенная для оконтуривания или площадной разведки, в этих условиях будет лишней, залежь будет переразведана.

Для залежей, характеризующихся наличием участков или пластов различной продуктивности, применение ускоренных методов разведки прежде всего должно быть нацелено на установление величины запасов и добычных возможностей высокопродуктивных участков или пластов. Опытно-промышленная эксплуатация в этом случае должна обязательно сочетаться с доразведкой залежи разведочными скважинами. Следует иметь в виду, что подсчет запасов по падению давления для таких залежей обычно дает заведомо заниженные величины.

Изучение низкодебитных залежей методами ускоренной разведки нецелесообразно, поскольку при этом требуется прежде всего весьма длительный срок эксплуатации, а также бурение большого числа эксплуатационных скважин. Примером может служить Тахта-Кугультинское месторождение в Ставрополье.

Получение низких дебитов в первых разведочных скважинах вызывает вопрос о промышленном значении всей залежи и целесообразности продолжения ее изучения. В особенности это относится к залежам в карбонатных коллекторах. В первых же разведочных скважинах, вскрывающих такие залежи, требуется применять методы интенсификации для того, чтобы получить промышленные притоки. Так, из нижнепермских отложений массивной газовой залежи на Вуктыльском месторождении сначала

были получены небольшие, практически непромышленные дебиты газа. После кислотной обработки дебиты увеличились в несколько раз, запасы газа этой части залежи были признаны промышленными. Кислотную обработку в разведочных скважинах для увеличения дебитов газа потребовалось проводить также на Коробковском, Оренбургском и других месторождениях.

По применимости метода подсчета запасов месторождения (залежи) газа могут быть подразделены на две группы (см. табл. 1). К первой группе относятся месторождения (залежи), оценка и утверждение запасов которых производятся в процессе ОПЭ методом по падению давления. Для второй группы месторождений (залежей) газа основным при подсчете запасов методом является объемный. Метод по падению давления, если и используется, то как контрольный для отдельных участков залежей в процессе их ОПЭ.

Возможность применения того или иного метода подсчета запасов в известной мере и определяет методику ускоренной разведки того или иного месторождения газа. Так, при неограниченной возможности применения в процессе ОПЭ метода по падению давления допускается ускоренная оценочная разведка месторождения (залежи) единичными скважинами. Последнее при наличии других благоприятных факторов (см. табл. 1) позволяет вводить эти месторождения (залежи) газа практически сразу же после открытия в ОПЭ. Подобная методика ускоренной разведки применима в основном для небольших и средних по запасам месторождений газа.

В условиях крупных месторождений (залежей) газа подсчет запасов по падению давления согласно разработанной в настоящее время методике требует значительных сроков, что исключает возможность использования этого метода как основного в связи с ограниченным (до трех лет) сроком ОПЭ. Поэтому для таких залежей даже при благоприятных геолого-технических условиях основным методом подсчета запасов является объемный. Последнее влияет на методику ускоренной разведки, вызывая необходимость применения равномерной профильной системы разведки по разреженной сетке скважин, опережающее эксплуатационное бурение, и т. д.

Определенное влияние на методику разведки оказывает и отсутствие возможности применения метода падения давления при подсчете запасов залежей с активным водонапорным режимом (см. табл. 1). В ряде случаев разведка таких залежей может вестись только обычными методами. Применение ускоренных методов разведки для небольших залежей гидродинамического типа нецелесообразно ввиду необходимости использования при подсчете запасов объемного метода и проведения специальных работ по оконтуриванию таких залежей со сложной формой газоводяного контакта (ГВК).

По предполагаемому режиму залежи следует разделять на имеющие газовый, отстающий водонапорный и активный водонапорный режимы (см. табл. 1).

При газовом режиме или при частичном проявлении упруговодона-

порного режима применение ускоренной разведки не ограничивается, поскольку точность подсчета запасов по падению давления не зависит от темпов отбора газа и положения разведочных скважин, введенных в ОПЭ, на продуктивной площади относительно контура газоносности. При газовом режиме надежно определяются запасы, а следовательно и размеры отдельных тектонически экранированных блоков и линз. Применение ОПЭ при газовом режиме не ограничивается и для залежей сложного строения, так как в этом случае исключается возможность избирательного продвижения пластовых вод, приводящего к "защемлению" и блокированию газа в сложнопостроенной газоносной толще.

Значительное число залежей имеет отстающий водонапорный режим. В этом случае неограниченное применение ОПЭ в качестве метода доразведки рекомендовано быть не может. Вводить в ОПЭ следует те части залежей, которые изолированы от краевых или подошвенных вод. Задачей ОПЭ должен являться подсчет запасов газа по падению давления этих изолированных частей залежи. В целом доразведка залежей с отстающим водонапорным режимом должна осуществляться методом ОПЭ в комплексе с бурением разведочных скважин.

Следует иметь в виду, что при отстающем водонапорном режиме к избирательному неравномерному продвижению воды по высокопроницаемым пропласткам может привести неоправданно завышенный отбор газа. Сходные явления наблюдаются и при разработке месторождений, продуктивный горизонт которых сложен трещиноватыми известняками и характеризуется наличием подошвенной воды. При их разработке вода быстро продвигается по отдельным трещинам, что приводит к неравномерному обводнению залежей газа.

При активном водонапорном режиме необходимо оценить возможные масштабы продвижения воды, для чего требуется создание сети специальных пьезометрических и наблюдательных скважин и т. д. Именно это обуславливает нецелесообразность применения ускоренных методов разведки газовых залежей с активным водонапорным режимом.

Особое место занимают прослойно-линзовидные залежи, которые могут иметь внутренний водонапорный режим или режим прослойно-линзовидных скоплений [11, 12]. При разведке таких залежей для их оконтуривания и определения подсчетных параметров следует планировать повышенный объем поинтервального опробования и отбора керна. При проведении ОПЭ таких залежей нужно учитывать, что "запасы, подсчитываемые по методу падения давления, существенно увеличиваются по мере разбуривания месторождения" [11].

Положение относительно действующего газопровода или потребителей существенно влияет на сроки и методику промышленной разведки вновь открываемых месторождений. Следует особо выделить районы с дефицитом и с избытком газа (см. табл. 1).

Если район характеризуется резким дефицитом газа, необходим, разумеется, ускоренный ввод в ОПЭ даже недостаточно изученных месторождений. В этом случае самые первые разведочные скважины, давшие газ, при наличии незагруженного газопровода должны сразу же вводить-

ся в ОПЭ. Одновременно по проекту ОПЭ целесообразно приступить к бурению необходимого числа эксплуатационных скважин, основной задачей которых должна быть ускоренная разработка месторождения, а также доизучение его геологического строения. Для этого, в частности, действующей классификацией скважин предусматривается в эксплуатационных скважинах необходимый отбор керна по продуктивным пластам и комплекс геолого-геофизических исследований, устанавливаемый в проектах с учетом степени геологической изученности месторождения. Видимо, целесообразно некоторыми эксплуатационными скважинами, закладываемыми на верхний продуктивный горизонт, вскрывать нижний горизонт, разумеется, если он находится неглубоко (в 100 — 300 м от верхнего) и при условии надежности изоляции верхнего горизонта от нижнего.

Следует иметь в виду, что в районах с дефицитом газа экономически может быть оправдано бурение относительно большого числа эксплуатационных скважин, если они позволяют обеспечить необходимую добычу газа в ближайшие годы (до ввода в эксплуатацию новых месторождений или магистрального газопровода).

В районах с ограниченными возможностями потребления газа далеко не все выявленные газовые месторождения могут быть введены в ОПЭ, соответственно не на всех из них возможно применение ускоренной разведки. Для месторождений, открываемых в необустроенных районах с избытком газа, или в местах отсутствия местных потребителей, или вблизи газопровода, полностью обеспеченного газом, вопрос, разумеется, ставится иначе. И для этих районов ускоренный ввод в эксплуатацию новых газовых месторождений желателен, но зависит он от конкретных технико-экономических условий. В целом ряде случаев, в частности для условий Якутии, ускоренная разведка газовых месторождений нецелесообразна.

Для небольших по запасам месторождений (залежей) ускоренный ввод в ОПЭ разведочных скважин, как известно, позволяет резко сократить объем разведочного бурения, обоснованно определить необходимые для разработки параметры и подсчитать запасы по падению давления. Для крупных по запасам месторождений (залежей) ускоренный ввод в ОПЭ разведочных скважин дает возможность определить характер взаимодействия различных участков залежей, оптимальные рабочие дебиты и т. п., а также может (или должен) на определенном отрезке времени продлить период постоянной добычи газа с головных месторождений без бурения на них дополнительных эксплуатационных скважин и снизить общие транспортные расходы. Эти важные обстоятельства следует учитывать соответствующим организациям при установлении плана добычи газа головным газопромыслом.

Поскольку для крупных по запасам месторождений ввод в ОПЭ, не дает возможности в сжатые сроки подсчитать запасы по падению давления, параллельно с проведением такой эксплуатации необходимо получить все данные для подсчета запасов объемным методом. При такой постановке вопроса можно быстро и уверенно решить задачу наращивания добычи

из района с избытком газа, в котором запасов до этого было недостаточно для проектирования нового магистрального газопровода.

Примером такого крупного газового месторождения, расположенного в районе с избытком газа (в данном случае вблизи газопровода, полностью обеспеченного газом), является Кирпичли.

Состав газа и условия его обработки также существенно влияют на возможность применения ускоренной разведки (см. табл. 1). Газ многих открытых месторождений не требует сложной обработки, и после промысловой сепарации конденсата, осушки и очистки имеет удовлетворительную товарную характеристику и пригоден не только для сжигания, но и для использования в технологических процессах. Требования к условиям сепарации и осушки зависят от температурного режима газопроводов и должны обеспечить транспорт газа без осложнений из-за образования гидратов.

При высоком содержании конденсата (Вуктыльское и другие месторождения) требуются значительные по срокам и стоимости работы для его утилизации. Это может осложнить ОПЭ, весьма значительно удлинить сроки ввода месторождений в эксплуатацию. Поэтому в указанных случаях вопросы использования газа и конденсата должны рассматриваться комплексно.

При высоком содержании сероводорода или двуокиси углерода (Оренбургское, Астраханское и другие месторождения) необходимы достаточно сложная обработка газа, сорбция этих компонентов и химическая переработка их на товарные продукты. Все это значительно удлиняет срок освоения месторождений, не позволяет широко использовать ОПЭ как метод разведки. Залежи сернистого газа в горизонте XV месторождений Бухаро-Хивинской области в течение ряда лет консервируются до ввода в действие установок по сероочистке. Несмотря на близость потребителей, несколько лет (до окончания строительства газохимического комплекса) нельзя будет использовать газ Астраханского месторождения. Принципиально так же обстоит дело и с газовыми залежами, содержащими промышленные количества гелия.

На основе изложенного выше можно сделать следующие выводы.

1. По особенностям применения ускоренных методов разведки в классификации впервые выделено три группы газовых месторождений (залежей): с неограниченным применением ускоренных методов разведки, включая ОПЭ; с частичным применением ускоренных методов; без их применения.

2. Группа месторождений (залежей) с неограниченным применением ускоренных методов разведки включает месторождения (залежи) небольших размеров, высокой продуктивности, простого геологического строения, с газовым режимом, отсутствием сероводорода в газе, низким содержанием конденсата, при наличии незаполненной системы магистральных газопроводов, либо местного потребителя и т. п.

3. Крупные и уникальные месторождения (залежи) газа отнесены к группе с частичным применением ускоренной разведки. Ввод в ОПЭ таких месторождений (залежей) не позволяет за непродолжительное

время ОПЭ подсчитать запасы по падению давления. Поэтому основной задачей ОПЭ для них является получение или уточнение промысловой характеристики отдельных частей залежей и т. д. К группе с частичным применением ускоренной разведки отнесены месторождения сложного строения, с непромышленной нефтяной оторочкой, с различными по продуктивности участками газоносного пласта, отстающим водонапорным режимом, в районах с ограниченными возможностями потребления газа, с газом сложного компонентного состава и т. д.

4. Комплекс показателей, характеризующий месторождения (залежи) с отсутствием предпосылок для ускоренной разведки, включает отсутствие достоверной структурной основы перед вводом залежей в разведку, крупные по запасам залежи сложного линзовидного строения, невыясненное промышленное значение нефтяной оторочки, высокое содержание конденсата, низкую продуктивность, активный водонапорный режим, избыток газа в районе потребления, небольшие по запасам залежи с сероводородсодержащим газом и т. д.

Глава II. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УСКОРЕННОЙ РАЗВЕДКИ И ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ

Разработанные методы разведки газовых месторождений позволяют резко удешевить и ускорить проведение разведки и подготовки этих месторождений к разработке, поэтому их называют рациональными или ускоренными.

Ускоренная разведка газовых месторождений должна обеспечивать в сжатые сроки максимальный народнохозяйственный эффект от использования газа вновь открытого месторождения. Проблема эта является комплексной, многоплановой и должна решаться с учетом экономических аспектов и фактора времени [4, 13, 28, 32].

Наряду с работами основоположников ускоренных методов разведки газовых месторождений В.П. Савченко, А.Л. Козлова и Н.В. Черского [10, 28] значительный вклад в развитие этой методики внесли работы И.И. Нестерова, В.Г. Васильева, В.Б. Воробьева, М.Я. Зыкина, В.А. Козлова, Г.А. Габриэлянца, В.Е. Орла, В.И. Ермакова, А.А. Плотникова, Ю.П. Тихомирова и ряда других авторов [4, 5, 7, 10, 15, 18, 32].

4293
Разведочный этап при ускоренной подготовке месторождений газа к разработке делится на две стадии: оценочной разведки и детальной разведки (доразведки). Стадия оценочной разведки для небольших и средних месторождений завершается после получения притоков газа в двух — трех скважинах, для крупных и уникальных месторождений — после разбуривания разреженной сетки скважин (одна скважина на $50 \div 100$ км² площади залежи). Последующая доразведка мелких и средних залежей осуществляется методом ОПЭ и при необходимости ОЭС. Бурение разведочных скважин при этом проводится не должно. При доразведке крупных и уникальных месторождений (залежей) уточнение строения внутриконтурных частей залежей осуществляется путем уплотнения сетки разведочных скважин за счет бурения ОЭС и наблюдательных скважин, а также единичных разведочных скважин за пределами зоны эксплуатационного разбуривания.

Применяются следующие методы ускоренной разведки газовых месторождений:

разреженная сетка разведочных скважин — мелкие и средние месторождения разведываются четырьмя — пятью единичными скважинами, крупные однозалежные разбуриваются из расчета одна скважина на 50 км² продуктивной площади, уникальные — из расчета одна скважина на 100 км² площади залежи;

опытно-промышленная эксплуатация используется для разведки в основном мелких и средних месторождений газа, ввод в ОПЭ осуществляется при наличии двух — трех скважин, давших газ; установлена длительность ОПЭ сроком три года, уровень отбора газа за это время



должен составлять примерно 10 % от общих запасов разведваемой залежи; завершается ОПЭ подсчетом запасов газа по методу падения давления; для обеспечения запроектированного уровня отбора газа в случае необходимости бурятся единичные ОЭС;

опережающее эксплуатационное бурение — высокопродуктивные зоны эксплуатационного разбуривания крупных и уникальных залежей доразведываются опережающими эксплуатационными скважинами, сгущение за их счет сетки разведочных скважин производится в зависимости от характера изменчивости параметров неоднородности и продуктивности.

При разведке газовых месторождений (залежей) и подготовке их к разработке должно быть обеспечено следующее:

доказано (геологическими данными, пробной или опытно-промышленной эксплуатацией, газодинамическими и технико-экономическими расчетами) наличие или отсутствие нефтяной оторочки промышленного значения и при наличии оторочки установлены условия ее эксплуатации;

проведены полноценные опробования и исследования по нескольким скважинам с целью получения основных параметров залежи;

установлены характерные структурные и геометрические особенности строения залежи;

определены основные параметры коллекторов, достаточно полно характеризующие горизонты как по разрезу, так и по площади;

выяснены гидрогеологические условия и возможное влияние водонапорной системы на режим разработки залежей;

определено положение контактов (контуров) газовых и газонефтяных залежей;

определены состав газа, количество конденсата и других сопутствующих компонентов;

выявлены все (основные по запасам) залежи в разрезе.

Особое место среди ускоренных методов занимает разведка газовых месторождений с применением ОПЭ, которая позволяет с меньшими затратами на разведочное бурение получить необходимые и в большинстве случаев более достоверные данные для составления проекта разработки этих месторождений при одновременном отборе газа из них и подаче его потребителям. Последнее обстоятельство особенно важно для газодобывающих районов, где действующие месторождения не обеспечивают необходимой подачи газа потребителю. В этих случаях ввод газовых месторождений в ОПЭ осуществляется на ранних стадиях их разведки, причем для небольших залежей или линз он может быть оправдан даже при наличии только одной разведочной скважины, давшей промышленный приток газа.

В соответствии с действующими "Правилами разработки газовых и газоконденсатных месторождений"¹ ОПЭ проводится для рациональ-

¹ Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1971.

ной разведки и ускорения освоения месторождений. Главной задачей ОПЭ месторождений (залежей) является подсчет запасов газа по падению давления и получение необходимых исходных данных для составления проектов их разработки и обустройства. Необходимое условие эффективного проведения ОПЭ — отбор приблизительно 10 % общих запасов газа. Опытно-промышленная эксплуатация является этапом, завершающим разведку газовых месторождений (залежей), и первым этапом разработки.

Проводится ОПЭ на базе оперативной оценки запасов газа и ориентировочных контуров вновь открытой залежи. Ввод газовых месторождений в ОПЭ допускается при отсутствии нефтяной оторочки промышленного значения.

Опытно-промышленная эксплуатация месторождений (залежей) осуществляется фондом скважин, состоящим из разведочных и опережающих эксплуатационных. В случае небольших месторождений (залежей) ОПЭ проводится преимущественно разведочными скважинами.

В соответствии с "Классификацией запасов нефти и горючих газов"¹ газовые месторождения и залежи, находящиеся в районе действующих газопроводов и не содержащие запасов нефти промышленного значения, могут вводиться в разработку на срок до трех лет по проектам ОПЭ. Эти проекты утверждаются Министерством газовой промышленности. На многозалежных месторождениях сроки ОПЭ определяются отдельно для каждой залежи или эксплуатационного объекта с начала ввода их в разработку.

На газовых месторождениях, ввод которых в ОПЭ невозможен (отсутствие действующих газопроводов, наличие агрессивных компонентов в газе и т. д.), но кратковременная эксплуатация необходима для оценки запасов и продуктивной характеристики вскрытых залежей, применяется опытная эксплуатация с перепуском газа из одной залежи в другую, в водоносные пласты этого месторождения или близлежащих структур, с выпуском газа в атмосферу.

На крупных месторождениях, где осуществляется длительный поэтапный ввод объекта в разработку, выходящий за пределы максимально возможного срока ОПЭ, доразведка при наличии разреженной сетки разведочных скважин осуществляется бурением ОЭС. В последних допускаются отбор керна из продуктивной толщи, вскрытие ГВК (для массивных залежей), полный комплекс гидрогеологических и газодинамических исследований, поинтервальное опробование продуктивного разреза. При попадании ОЭС в неблагоприятные условия она используется при разработке как наблюдательная.

Круг задач, решаемых ОПЭ, можно разделить на две группы: первая — изучение геологического строения и параметров залежи или месторождения как единого объекта; вторая — изучение условий работы месторож-

¹ Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов. ГКЗ СССР. М., Недра, 1972, с. 1—18.

дения (залежи), установление технологического режима скважин, их конструкции и числа для промышленной разработки.

Для того чтобы сделать ОПЭ эффективным методом доразведки залежи или месторождения в целом, необходимо провести достаточный объем исследовательских работ в эксплуатирующихся и наблюдательных скважинах (см. главу VII). В результате этих работ должны быть выявлены и установлены: условия дренирования залежей, возможность наличия недренируемых или слабодренируемых участков (блоков); изменение продуктивной характеристики скважин, максимально допустимые дебиты и депрессии, динамика пластового давления в процессе эксплуатации; условия продвижения воды в залежь; запасы газа по падению давления и степень их достоверности.

Таким образом, ввод газовых месторождений (залежей) в ОПЭ является не только ускоренным методом их разведки, но и ускоренным методом ввода их в разработку.

В соответствии с "Классификацией запасов нефти и горючих газов" по газовым месторождениям и залежам, находящимся в новых районах и не имеющим запасов нефти промышленного значения, "...проектные и изыскательские работы по строительству магистральных газопроводов и промысловых объектов, а также составление проектов ОПЭ и разработки производятся на базе оперативных подсчетов запасов газа категорий В + С₁ и 50 % запасов категории С₂... Утверждение проектов разработки и выделение капиталовложений на строительство газопроводов и промыслов осуществляется только при наличии запасов категорий В и С₁, утвержденных Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР. При этом для месторождений первой группы с простым геологическим строением, выдержанными мощностями и коллекторскими свойствами продуктивных пластов не менее 20 % запасов должно быть разведано по категории В, а для месторождений второй группы со сложным геологическим строением и невыдержанными мощностями и коллекторскими свойствами продуктивных пластов утверждение проектов и выделение капиталовложений на строительство газопроводов и промыслов допускается на базе запасов категорий С₁".

Разведка газовых месторождений в новом районе осуществляется разведочными скважинами только до окончания строительства магистрального газопровода, после чего должно действовать положение, позволяющее вводить вновь разведываемые месторождения в ОПЭ.

В районах с действующими магистральными газопроводами необходимо выявлять газовые месторождения, которые не могут быть ускоренно введены в ОПЭ по причинам: отсутствия потребности в этом; отсутствия возможности ввода из-за значительного удаления месторождения от действующих газопроводов; наличия сероводорода, повышенного содержания гелия или высокого содержания конденсата, что ставит особые задачи по разработке таких месторождений.

Таким образом, общие принципы ускоренной разведки газовых месторождений (залежей) заключаются в следующем:

по результатам поискового этапа предварительно решается вопрос о

размерах и запасах выявленного месторождения, компонентном составе газа, наличии нефтяной оторочки, числе залежей в продуктивном разрезе, продуктивной характеристике скважин;

в условиях недозаполненности газом развитой газотранспортной сети мелкие и средние газовые месторождения ускоренно разведываются единичными скважинами, и при наличии двух — трех скважин, давших промышленный газ, вводятся в ОПЭ (сроком до трех лет), которая рассматривается как основной метод их ускоренной доразведки; промышленные запасы этих месторождений оцениваются по результатам ОПЭ методом падения давления;

в новых районах мелкие и средние месторождения разведываются обычным способом, который предусматривает их подготовку к подсчету запасов газа объемным методом по категории C_1 разведочным бурением;

разведка мелких и средних месторождений, в газе которых содержатся агрессивные компоненты (H_2S , CO_2), завершается оценочной стадией; эти месторождения не могут ускоренно вводиться в разработку (ОПЭ), так как их газ нуждается в сероочистке; они консервируются до принятия решения о строительстве сероочистных сооружений;

крупные и уникальные месторождения газа во всех случаях разведываются разреженной сеткой скважин с целью подготовки запасов для обоснования строительства новых магистральных газопроводов; запасы газа оцениваются объемным методом; доразведка месторождений осуществляется ОЭС и наблюдательными скважинами при поэтапном вводе этих месторождений в разработку;

ускорение разведки крупных и уникальных месторождений, в газе которых содержатся агрессивные компоненты, достигается ограничением доли подготавливаемых объемным методом запасов промышленной категории в количестве, достаточном для обоснования проектирования и строительства первой очереди газохимического комплекса (ГХК);

газовые залежи с промышленными нефтяными оторочками разведываются под углом зрения первоочередной оценки их нефтеносных зон; газовые части залежей при этом разведываются разреженной сеткой, а нефтяные оторочки изучаются детально.

С точки зрения основных особенностей разведки можно выделить три группы газовых месторождений [28]: I — газовые месторождения новых районов, разведка которых ведется для обоснования строительства новых магистральных газопроводов; II — газовые месторождения, которые могут ускоренно вводиться в ОПЭ; III — газовые месторождения, которые выявляются в районах действующих газопроводов, но не могут ускоренно вводиться в ОПЭ.

§ 2. СПОСОБЫ УСКОРЕНИЯ РАЗВЕДКИ, ПРИМЕНИМЫЕ ДЛЯ ВСЕХ ГРУПП ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разведка газовых залежей должна вестись с учетом условий их формирования, определяющих степень заполнения ловушки газом. Под абсолютными газоупорами, которыми являются выдержанные толщи солей,

а также ангидрита (на определенной глубине), под выдержанными мощными толщами глин, обладающими хорошими газоупорными свойствами, следует ожидать заполнение ловушек газом до замка при любой их высоте. При менее надежных покрышках ловушки могут быть заполнены до замка при малой высоте, но при большой их высоте следует ожидать, что они не будут заполнены полностью.

Сказанное хорошо подтверждается практикой во всех газоносных районах, и это следует учитывать при определении положения газоводяного контакта и установлении контура газовых залежей.

В чисто карбонатных породах не может быть сколько-нибудь выдержанных газоупоров. Поэтому промышленная газовая залежь в них может образоваться лишь при перекрытии их другими газоупорными породами, которые и определяют степень заполнения ловушки, а значит и высотное положение ГВК.

Газовые залежи находятся в гидродинамическом равновесии с окружающей их пластовой водой. Изучение этого равновесия дает возможность определять высотное положение ГВК по данным надежных замеров пластового давления воды и газа и смещение газовых или нефтяных залежей при движении пластовой воды, которое выражается в наклоне ГВК или водонефтяного контакта (ВНК) в сторону наименьшего напора воды.

Использование указанных возможностей при разведке газовых месторождений может сильно удешевить и ускорить ее проведение.

При разведке пластовых газовых залежей очень часто первые скважины не вскрывают ГВК, но при этом уже есть скважины, вскрывшие пластовую воду за контуром залежи. По надежным замерам пластового давления воды и газа в указанных скважинах можно определить высотное положение ГВК с использованием формулы В.П. Савченко [28]. Наклон ГВК и ВНК также можно определить при помощи соответствующих формул В.П. Савченко [28]. Указанные и другие способы определения высотного положения ГВК и его наклона весьма эффективно могут применяться в случаях, когда газ залегает в карбонатных коллекторах, так как при этом контакт обычно весьма трудно "отбить" как методами промыслово-геофизических исследований скважин, так и прямым их испытанием [28].

Наряду с использованием данных замеров напора воды в скважинах, пробуренных на месторождении или в непосредственной близости от него, важно изучать и региональную гидрогеологию, так как при отсутствии сведений о напоре воды, полученных в районе разведываемого месторождения, можно по региональному изменению этого напора определять направление и характер возможного смещения залежей газа и нефти.

Так, при вскрытии несколькими разведочными скважинами залежи газа в нижнепермских и каменноугольных карбонатных отложениях Оренбургского газоконденсатного месторождения высотное положение ГВК оставалось неизвестным. Напор воды рассматриваемых продуктивных отложений в районе этого месторождения был оценен по данным региональной гидрогеологии, на основании чего было рассчитано ориентиро-

вочное высотное положение ГВК на отметке около -1800 м. Разведка залежи была ориентирована на вскрытие рассчитанного контакта, причем оказалось, что в действительности он находится на отметке -1756 м. Таким образом, оценка высотного положения ГВК с использованием данных региональной гидрогеологии существенно помогла правильно ориентировать разведку рассматриваемой залежи.

Разработка газовых залежей проводится без законтурного заводнения и с расстановкой эксплуатационных скважин преимущественно в более высоких частях залежей в значительном удалении от контура. Запасы газа в приконтурной части залежи обычно составляют малую долю всех ее запасов. Это позволяет проводить разведку залежей без детального их оконтуривания, за исключением случаев, когда локальная структура недостаточно четко выявляется геологопоисковыми работами и ГВК имеет наклон или когда под газовой залежью может находиться нефтяная оторочка промышленного значения.

В соответствии с "Классификацией запасов нефти и горючих газов" ввод газовых залежей в разработку, в том числе и в ОПЭ, разрешается только при отсутствии в них нефти промышленного значения. Поиски нефтяной оторочки под газовой залежью могут сильно осложнить разведку этой залежи. Поэтому особое внимание должно быть уделено прогнозированию наличия и характера такой оторочки.

Признаками возможного наличия нефтяной оторочки под газовыми залежами являются: 1) присутствие связанной нефти в керне и шламе газосодержащих пород; 2) низкое отношение изобутана к нормальному бутану в газе ($< 1,0$); 3) повышенное содержание ароматических углеводородов в пластовых водах и тяжелых углеводородов в растворенном газе пластовых вод; 4) повышенное содержание $C_5 + \text{высш.}$ в газовой залежи при соответствующих термобарических условиях ее залегания; 5) резкое увеличение содержания $C_5 + \text{высш.}$ в газе в направлении погружения газоносных пород к периферии залежи [28].

Важно знать, что дают перечисленные признаки для прогнозирования наличия нефтяной оторочки промышленного значения.

Первый признак хотя и указывает на наличие нефтяной оторочки, не может служить основанием для постановки специального бурения с целью ее поисков. Так, в газоносных породах газоконденсатной залежи Оренбургского месторождения находится около 1 млрд. т связанной нефти, но имеющаяся здесь нефтяная оторочка не является промышленной. Второй признак, как показано в § 3 главы II, характерен для газа, не только непосредственно связанного с нефтью, но и оторвавшегося от нее и образовавшего чисто газовые залежи. Третий признак также не может свидетельствовать о наличии промышленной нефтяной оторочки под газовой залежью, взаимодействующей с изученной пластовой водой.

Как следует из работы, четвертый и пятый признаки можно считать более достоверными показателями наличия значительной нефтяной оторочки под газовыми залежами. Более рационально при прогнозе, видимо, учитывать все пять признаков в совокупности.

Если под газовой залежью возможно обнаружение нефтяной отороч-

ки, необходимо сразу же после открытия залежи направлять разведочное бурение на поиски оторочки. Если она не подстилает полностью массивную газовую залежь, то присводовая поисковая скважина вскрывает только газонасыщенную часть горизонта. Оторочки, целиком подстилающие массивные залежи, могут быть выявлены опробованием уже первой скважины, вскрывшей залежь. Нефтяные оторочки газовых залежей пластового типа, полностью или частично окаймляющие эти залежи, могут быть с определенной степенью вероятности обнаружены также поисковыми скважинами при одновременном их разбуривании по профилю, пересекающему структуру.

Разведочное бурение с целью обнаружения нефтяной оторочки следует производить в той части залежи, где напор пластовой воды наименьший. Если нефтяной оторочки в этой части залежи нет, то можно считать доказанным, что ее нет и на других участках, т. е. что залежь чисто газовая. Если по данным гидрогеологии установлено, что движения пластовой воды нет, то разведочные скважины на нефтяную оторочку целесообразно закладывать на более пологом крыле складки, где возможная ширина нефтяной оторочки наибольшая.

По материалам предварительной разведки, используя указанные выше признаки и приемы, производят ориентировочную оценку возможного промышленного значения нефтяной оторочки и целесообразности ее детальной промышленной разведки. При проведении предварительной разведки необходимо учитывать специфические особенности строения каждого месторождения. Этап предварительной оценочной разведки заканчивается тогда, когда получен ответ на вопрос, имеет ли газовая залежь нефтяную оторочку.

Задачей детальной разведки нефтяных оторочек, имеющих промышленное значение, является получение необходимых данных для подсчета запасов нефти объемным методом по промышленным категориям.

Разведка будет наиболее эффективной, если поперек предполагаемого простирания оторочки заложить профиль или ряд профилей из нескольких скважин с небольшим (до 500 м) расстоянием между ними. Это целесообразно делать на высокопродуктивных участках залежи, где ширина ее максимальна и ожидаются наибольшие значения нефтенасыщенных мощностей.

После достоверного определения ГВК и ГНК, ширины и высоты нефтяной оторочки, продуктивной характеристики пласта промышленное значение нефтяной оторочки окончательно оценивается бурением опережающих эксплуатационных скважин. При установлении самостоятельного промышленного значения нефтяной оторочки разведку газовой части залежи на оценочной стадии следует прекратить, а нефтяную оторочку разведывать как нефтяную залежь.

Если нефтяная оторочка развита повсеместно под залежью и не представляет собой самостоятельного объекта разработки, то при условии больших запасов газа в газовой части залежи производится разведка как газовой, так и нефтяной части. Нефтяная оторочка разведывается профилями скважин одновременно с газовой залежью.

При непромышленном значении нефтяной оторочки следует осуществлять разведку и подготовку к разработке только газовой части залежи в соответствии с принципами рациональной разведки газовых залежей. Критериями несомненного непромышленного значения нефтяных оторочек могут быть: малая нефтенасыщенная мощность горизонта в наиболее благоприятных условиях залегания оторочки; малая ширина оторочки, затрудняющая размещение эксплуатационных скважин; наличие непромышленного притока нефти и др.

При выявлении нефтяных оторочек подчиненного промышленного значения необходимо разведывать как газовую залежь, так и оторочку.

Известно, что многозалежные газовые и нефтяные месторождения составляют весьма большую долю от общего числа открытых месторождений. Поэтому решение вопросов их рациональной промышленной разведки также весьма важно. Разведка таких месторождений, несомненно, сложнее, чем содержащих одну залежь. Наиболее эффективной при этом является поэтажная разведка. Под этажом разведки мы понимаем один продуктивный или возможно продуктивный пласт или группу таких пластов или горизонтов, содержащих обособленные залежи, которые в силу определенных геологических, технических и экономических условий целесообразно, а иногда и необходимо разведывать отдельной сеткой разведочных скважин¹.

Необходимость выделения в ряде районов крупных залежей разведки при проведении поисково-разведочных работ признается многими геологами-разведчиками. Однако при обосновании разделения продуктивного разреза на этажи в настоящее время учитываются далеко не все имеющие значения факторы. По существу, при проведении промышленной разведки на практике принимаются во внимание (причем далеко не всегда полно или обоснованно) лишь геологические факторы: несоответствие структурных планов по нижним и верхним продуктивным горизонтам; присутствие мощных, например соленосных, толщ между продуктивными горизонтами; наличие обособленных нефтяных и газовых залежей; число продуктивных горизонтов; глубина их залегания; развитие АВПД и т. п. Целый ряд других факторов, таких, например, как порядок и время разведки мелких залежей при наличии на месторождении крупных залежей газа, связь этажей разведки с объектами разработки, метод подсчета запасов газа для залежей того или иного горизонта разведываемого месторождения, требования потребителей газа и другие важные геолого-технические и экономические факторы, не учитываются. Вместе с тем только самый тщательный учет и анализ всех факторов, обуславливающих целесообразность соответствующего выделения этажей разведки, позволит действительно обоснованно выделить эти этажи и, следовательно, составить рациональный проект промышленной разведки или доразведки многозалежного газового месторождения.

¹ Козлов В.А. Выделение этажей на многопластовых газовых месторождениях. — Газовая промышленность, 1964, № 4, с. 4—6.

В процессе проведения промышленной разведки после завершения оценочной стадии и получения общего представления о строении месторождения и его газонефтеносности обычно составляется проект доразведки или ОПЭ, в котором все основные положения, изложенные в проекте разведки, должны быть уточнены, а в случае необходимости изменены и дополнены.

Такое двухстадийное проектирование промышленной разведки позволяет на завершающей ее стадии учесть вновь выявленные особенности геологического строения данного месторождения и, в частности, уточнить выделение этажей разведки.

Проведение рациональной поэтажной разведки определяется еще целым рядом специфических особенностей, которые рассмотрены в главе VI.

§ 3. МЕТОДИКА РАЗВЕДКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В НОВЫХ РАЙОНАХ

Как уже указывалось, основной задачей разведки газовых месторождений в новых районах является подготовка запасов газа категорий C_1 для обоснования строительства новых магистральных газопроводов или ГХК.

Записанное в "Классификации запасов нефти и горючих газов" право ведения проектных и изыскательских работ по строительству магистральных газопроводов и промысловых объектов на базе оперативных подсчетов запасов газа позволяет значительно ускорить ввод газовых месторождений новых районов в разработку.

В настоящее время в ряде районов выявлены уникальные по размерам газовые месторождения, требующие строительства магистральных газопроводов или ГХК (Ямбургское, Даулетабад-Донмезское, Астраханское и др.). К одному такому месторождению необходимо подводить несколько ниток газопровода или предусматривать поочередный ввод мощностей ГХК. Как газопроводы, так и ГХК строятся не одновременно, а последовательно. Для обоснования строительства первой нитки газопровода (первой очереди ГХК) вовсе не требуется разведывать все запасы газа такого месторождения до известного соотношения категорий. Разведку достаточно осуществить лишь на части месторождения, запасы газа которой достаточны для обоснования строительства этой нитки газопровода или ГХК определенной мощности.

Принятие такого порядка позволит форсировать строительство газопровода или ГХК. Одновременно ускоренный ввод части месторождения в разработку облегчит разведку месторождения в целом.

После окончания строительства и ввода в действие магистрального газопровода в новом районе в нем продолжается разведка новых газовых месторождений. При этом могут нарастать ресурсы газа для нового магистрального газопровода. Их выявление может происходить в течение относительно длительного времени. Какой должна быть степень разведанности запасов газовых месторождений, ресурсы газа которых могут являться основой для строительства нового магистрального газопровода?

Известно, что магистральные газопроводы строятся в основном на базе запасов газа единичных уникальных газовых месторождений или группы крупных газовых месторождений, запасы же средних и особенно мелких газовых месторождений при этом играют небольшую роль. В соответствии с этим при наращивании запасов газа для строительства новых магистральных газопроводов разведанность уникальных и крупных газовых месторождений газа должна соответствовать требованиям "Классификации запасов нефти и горючих газов", разведанность же запасов средних и особенно мелких газовых месторождений в этом случае должна ограничиваться доведением их до категории C_1 .

При разведке многозалежных газовых месторождений, запасы которых разведываются для обеспечения строительства нового магистрального газопровода, внимание акцентируется главным образом на первоочередной подготовке к разработке залежей, содержащих основные запасы газа на месторождении (например, сеноманские залежи многозалежных месторождений севера Западной Сибири). Таким образом, при разведке газовых месторождений в новых районах частично применяются ускоренные методы (см. табл. 1).

Отсутствие системы магистральных газопроводов определяет первоочередную необходимость ускоренной подготовки запасов промышленных категорий базовых месторождений. Разведка мелких и средних месторождений при отсутствии местного потребителя газа завершается на оценочной стадии подготовкой запасов категорий $C_1 + C_2$.

Ускорение разведки базовых месторождений достигается применением на оценочной стадии разреженной сетки скважин и подготовкой запасов только промышленной категории C_1 . После утверждения запасов ГКЗ СССР и принятия решения о строительстве магистрального газопровода осуществляется доразведка базового месторождения. При этом в зонах эксплуатационного разбуривания она ведется ОЭС и опережающими наблюдательными скважинами. Периферийные участки базовых месторождений доразведываются опережающими наблюдательными и пьезометрическими скважинами, а также единичными разведочными скважинами. Доразведка крупных и уникальных месторождений проводится в условиях их поэтапного ввода в разработку. В этой связи сгущение сетки разведочных скважин должно осуществляться участками в соответствии с запроектированным направлением промышленного обустройства месторождения.

Для контрольной оценки достоверности запасов крупных и уникальных месторождений газа, подсчитанных объемным методом по разреженной сетке скважин, может также использоваться метод падения давления. Оперативная оценка этим методом запасов газа дренируемых зон базовых месторождений в условиях их поэтапного ввода в разработку повышает эффективность ускоренной разведки.

§ 4. МЕТОДИКА РАЗВЕДКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) В СВЯЗИ С УСКОРЕННЫМ ВВОДОМ В ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ

По подсчетам экономистов [2, 15, 33], использование 1 млрд. м³ газа в народном хозяйстве приносит экономию порядка 8 млн. руб. Этот эффект получается при обычных условиях использования газа. В случае же острой нехватки топлива, которая может вызвать перебои в работе заводов и других объектов и, следовательно, привести к большим убыткам, эффективность использования дополнительно добытого газа значительно повышается.

Дополнительная добыча газа может быть получена за счет ускоренного ввода газовых месторождений в разработку по проектам ОПЭ. При этом ОПЭ используется как эффективный метод ускоренной доразведки в основном мелких и средних месторождений. Для ввода в ОПЭ необходимо получение не менее чем в двух — трех скважинах месторождения промышленных дебитов газа при наличии оперативной оценки запасов, утвержденной ЦКЗ соответствующего министерства, оправдывающей строительство подключающего газопровода.

Разведку газового месторождения (залежи), ускоренно вводимого в ОПЭ, можно разбить на три подэтапа: I — разведка месторождений (залежи) до составления проекта ОПЭ; II — разведка месторождения (залежи) за время проектирования и строительства газопровода и газопромысловых сооружений; III — разведка месторождения (залежи) в процессе ОПЭ. Первый подэтап соответствует оценочной стадии разведочного этапа, второй и третий — стадии детальной разведки.

Разведка на первом подэтапе проводится только разведочными скважинами. В ее задачи входят выявление газоносных горизонтов в разрезе месторождения, изучение литологического строения и продуктивной характеристики главных из них и обеспечение оперативного подсчета запасов газа с достоверностью, достаточной для проектирования ОПЭ этого месторождения (залежи), а также для проектирования и строительства подключающего газопровода и газопромысловых сооружений. Разведка небольших однозалежных газовых месторождений с простым строением продуктивного горизонта и с достаточно четко установленной структурой может быть закончена на этом подэтапе.

На втором подэтапе разведка может проводиться как разведочными, так и эксплуатационными скважинами, если последние запроектированы для проведения ОПЭ. Разведочное бурение на однозалежном месторождении может осуществляться с целью уточнения высотного положения ГВК, выявления характера неоднородности и продуктивности газоносного горизонта на слабо изученных участках газовой залежи, особенно если она приурочена к сложнопостроенному или расчлененному тектоническими нарушениями продуктивному горизонту и относительно крупной по площади структуре. Значительная часть этих задач должна решаться бурением ОЭС.

На многозалежных газовых месторождениях разведочное бурение

может продолжаться с целью доизучения газовых залежей, позднее вводимых в ОПЭ, а также с целью разведки еще не изученных или слабо изученных объектов. Полученные данные могут быть использованы для корректировки проектов ОПЭ и обустройства разведываемого месторождения.

На третьем подэтапе разведка месторождения (залежи) осуществляется методом ОПЭ с бурением при необходимости опережающих эксплуатационных скважин. На многозалежных месторождениях продолжается разведка других объектов. Бурение разведочных скважин на этом подэтапе с целью уточнения запасов газа залежей, введенных в ОПЭ, нецелесообразно, поскольку существенная корректировка этих запасов будет произведена по данным бурения эксплуатационных скважин и разведочных скважин другого назначения и особенно по данным ОПЭ. В большинстве случаев бурение таких скважин следует ограничить и на втором подэтапе разведки.

Разведочные скважины, бурящиеся на всех трех подэтапах разведки, должны располагаться таким образом, чтобы те из них, которые дадут газ, по возможности удовлетворяли местоположению запроектированных эксплуатационных скважин. Эти разведочные скважины должны иметь конструкцию, позволяющую вводить их в эксплуатацию.

Очень важно, чтобы в определении задач, количества и расположения разведочных скважин, бурящихся на всех указанных этапах разведки, принимали участие организации, ведущие разработку газовых месторождений.

Как уже указывалось, ускоренный ввод газовых месторождений в ОПЭ возможен при наличии вблизи них сети газопроводов, подающих газ местным или дальним потребителям, а также местных потребителей, еще не подключенных к газопроводам. Для подачи газа местным потребителям могут быть использованы газовые месторождения (залежи) с относительно низким начальным пластовым давлением. Газ таких месторождений может подаваться и дальним потребителям, если вблизи этих месторождений имеются компрессорные станции.

Перечисленные условия благоприятны для ускоренного ввода в ОПЭ газовых месторождений (залежей) с относительно низким начальным пластовым давлением. Если же такие месторождения обнаружены вблизи газопроводов, где нет компрессорных станций, способных принять этот газ для последующей передачи его в газопроводы, то ускоренный ввод этих месторождений в ОПЭ практически неосуществим (см. табл. 1).

Такое же заключение можно сделать и в отношении низкодебитных газовых месторождений, требующих бурения многочисленных эксплуатационных скважин, а также месторождений с малыми запасами газа, значительно удаленных от газопроводов и местных потребителей.

Повышенное содержание в газе таких компонентов, как сероводород, гелий и конденсат, также может препятствовать ускоренному вводу газовых месторождений в ОПЭ, который возможен лишь при наличии свободной мощности расположенных вблизи ГХК или установок по серочистке.

Если разведочными работами в районе расположения газопроводов выявлено несколько небольших промышленных газовых месторождений, но все они не могут быть ускоренно введены в ОПЭ одновременно, то в первую очередь следует вводить наиболее конкурентноспособные месторождения по продуктивности, запасам, условиям разработки и транспорту газа.

Все сказанное необходимо учитывать при направленных поисках новых газовых месторождений (залежей), пригодных к ускоренному вводу в ОПЭ, а также при определении особенностей проведения их разведки.

Особый интерес представляет методика ускоренной разведки крупных газовых месторождений (залежей), расположенных в старых газодобывающих районах при значительной недозаполненности газом существующей транспортной сети магистральных газопроводов. Такими районами в СССР являются Северный Кавказ, Восточная Украина, Среднее и Нижнее Поволжье. Основной задачей разведки открываемых крупных газовых месторождений в этих условиях является их быстрейшее подключение к системе магистральных газопроводов. Ускоренный ввод крупных месторождений газа в ОПЭ целесообразен при наличии двух — трех разведочных скважин, давших промышленный газ, т. е. уже на оценочной стадии разведки. Дальнейшая разведка месторождения осуществляется как эксплуатационными, так и разведочными скважинами. Четкая стадийность разведочного процесса в этих условиях отсутствует. Происходит переплетение задач оценочной и детализационной стадий разведки. Однако, учитывая относительную кратковременность ОПЭ и отсутствие возможности отбора необходимого объема газа для достоверной оценки его запасов по методу падения давления (МПД) за этот период, основной акцент при разведке крупного месторождения делается на бурение разведочных и опережающих эксплуатационных скважин. Промышленная разведка крупного месторождения при ускоренном вводе в ОПЭ должна осуществляться за три года.

Таким образом, основные положения методики разведки газовых месторождений (залежей) в связи с ускоренным вводом в ОПЭ можно сформулировать в следующем виде:

месторождения (залежи) разведываются по разреженной сетке скважин, при этом для решения вопроса об ускоренном вводе их в ОПЭ достаточно получения промышленных притоков газа в двух — трех разведочных скважинах;

по данным опробования скважин устанавливается наличие в газе агрессивных компонентов (H_2S , CO_2), оценивается вероятность присутствия промышленной нефтяной оторочки, определяются условия эксплуатации скважин (пластовое давление, дебиты, депрессия на пласт и т. д.), делается оперативный подсчет запасов газа, утверждаемых ЦКЗ министерства, проводящего разведку;

после ввода в ОПЭ мелких и средних месторождений (залежей) разведочное бурение прекращается, в случае необходимости вопросы де-

тальной разведки залежей, введенных в ОПЭ, решаются с помощью эксплуатационных скважин;

после ввода в ОПЭ крупных месторождений (залежей) газа их доразведка проводится как разведочными скважинами, так и ОЭС, кроме того ведется бурение опережающих наблюдательных и пьезометрических скважин, запроектированных для контроля за ОПЭ и разработкой;

срок ОПЭ газовых месторождений (залежей), согласно действующим нормативным документам, не превышает трех лет, в течение которых из месторождения (залежи) должно быть отобрано около 10 % запасов газа; исходя из этого и следует намечать объем добычи газа при ОПЭ;

по результатам ОПЭ выполняется подсчет запасов газа по методу падения давления; утверждением запасов газа по МПД завершается этап промышленной разведки газовых месторождений (залежей).

§ 5. РАЗВЕДКА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В СЛУЧАЕ ОТСУТСТВИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ВВОДА ИХ В ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Месторождения, относящиеся к третьей группе, следует подразделить на две подгруппы (см. табл. 1). К первой из них нужно отнести газовые месторождения (залежи) с низким начальным пластовым давлением, а также низкодебитные газовые залежи. Задержка ускоренного ввода в разработку таких месторождений обусловлена необходимостью строительства компрессорных станций и большими объемами бурения, что при небольших запасах газа и отсутствия местных потребителей обычно нерентабельно. Разведка газовых месторождений этой подгруппы может заканчиваться на оценочной стадии подсчетом запасов объемным методом и утверждением их ГКЗ СССР. Степень разведанности рассматриваемых газовых месторождений чисто разведочным бурением не должна превышать категории C_1 . Разведка месторождений этой подгруппы осуществляется только разведочными скважинами.

Ко второй подгруппе следует отнести газовые месторождения, ввод которых в разработку задерживается на неопределенно длительное время (из-за большого содержания конденсата, сероводорода, гелия). Их разведка проводится также только разведочными скважинами. Степень их разведанности должна соответствовать категории C_1 , причем в отдельных случаях, например при наличии в газе сероводорода, целесообразно ограничиться только опосредованным поиском таких залежей с оценкой запасов по категории $C_2 + C_1$ (см. главу VI).

§ 6. СИСТЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ УСКОРЕННОЙ РАЗВЕДКЕ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основной особенностью размещения скважин при ускоренной разведке газовых месторождений является использование разреженной сетки. Применяемая в отечественной практике система размещения скважин при разведке залежей газа структурного типа для большинства месторож-

дений примерно одинакова [18]. Разведочные скважины, как правило, закладываются по равномерной или близкой к равномерной системе, а общее их число зависит от размеров месторождения и сложности его геологического строения.

В понятие системы размещения разведочных скважин входят выбор системы пространственного их расположения на залежи, определение системы разведки, установление числа скважин и выбор объектов опробования.

Применяются две системы разведки — сгущающаяся и ползущая. Первая применяется в основном при ускоренной разведке и позволяет в сжатые сроки охватить всю площадь месторождения. Вторая, предусматривающая постепенный охват площади залежи скважинами, при ускоренной разведке практически не применяется, так как вызывает существенное удлинение сроков разведки [18]. Эта система в комбинации со сгущающейся может быть использована для ускоренной разведки в основном неантиклинальных залежей (см. § 6 главы V).

В настоящее время известны профильная, треугольная, кольцевая, секторная и другие системы размещения скважин. При ускоренной разведке газовых месторождений предпочтительна профильная система. Она позволяет достаточно полно использовать информацию по каждой пробуренной скважине, надежно выявлять закономерности геологического строения и условия залегания нефти и газа в продуктивном разрезе. В практике работ используется равномерный (по площади или запасам) вариант этой системы.

Наиболее информативным вариантом профильной системы размещения скважин является схема, при которой расстояние между профилями больше расстояния между скважинами в профилях. Профили скважин для равномерного изучения площади залежи располагаются перпендикулярно длинной оси структуры. Для линейно вытянутых ловушек может применяться система диагональных профилей. При этом чем больше соотношение длинной и короткой осей, тем меньше угол между профилями и длинной осью [18].

Как известно, поисковый этап завершается после получения первого промышленного притока газа на площади.

Теоретической базой методики ускоренной разведки месторождений газа является увеличение прироста запасов категории C_1 на одну разведочную скважину [18, 28]. При этом разведочное бурение проводится преимущественно на оценочной стадии разведки. Детальная разведка месторождений осуществляется ОЭС и методом ОПЭ.

На начальном этапе оценочной разведки число разведочных скважин, согласно работе И.И. Нестерова с соавторами [18], определяется числом "экстремальных" точек на месторождении. За "экстремальные", согласно терминологии ЗапСибНИГНИ, принимаются точки, в которых предполагается получение максимальной информации по строению залежи газа.

В залежи, связанной со структурной ловушкой простого строения, имеется пять "экстремальных" точек — одна в наиболее высокой ее час-

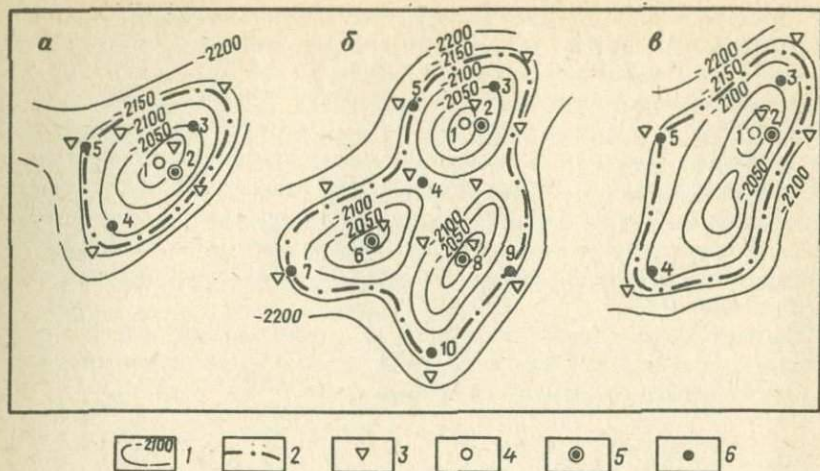


Рис. 1. Схемы размещения "экстремальных" точек и скважин на структурах различного типа (по И.И. Нестерову и др. [18]):

1 — изогипсы кровли продуктивного пласта, м; 2 — предполагаемый ГВК; 3 — "экстремальные" точки; скважины: 4 — поисковые, 5 — разведочные независимые, 6 — разведочные, зависимые от результатов бурения предыдущих

ти, четыре — в точках пересечения длинной и короткой осей структуры с внешним контуром газоносности (замыкающей изогипсой) (рис. 1, а). Подобное размещение разведочных скважин в практике геологоразведочных работ получило название "креста".

Число "экстремальных" точек удваивается, утраивается и т. д., если локальная структура осложнена двумя, тремя и т. д. равнозначными куполами (рис. 1, б). Однако при этом необходимо иметь в виду, что в зонах структурного сочленения каждой пары куполов вместо двух будет одна точка. Число "экстремальных" точек не наращивается, если осложняющие купола малоамплитудны и неравнозначны по размерам (рис. 1, в).

Число и расположение разведочных скважин на оценочной стадии разведки устанавливается в зависимости от размеров залежи, структурного строения кровли ловушки, типа залежи по результатам поискового этапа. Бурение скважин ведется от свода к крылу. Первая разведочная скважина располагается в профиле с поисковой скважиной, давшей газ в присводовой части ловушки, по короткой оси структуры на крутом крыле, вторая скважина размещается на крутой периклинали, третья бурится на пологой периклинали, а четвертая — на пологом крыле в районе предполагаемого ГВК (см. рис. 1, а). Каждая последующая скважина закладывается гипсометрически ниже предыдущей на величину, методика расчета которой изложена в работе И.И. Нестерова с соавторами [18].

Определенные коррективы в размещении разведочных скважин вносятся при наличии смещения залежей, литологического (тектонического) экрана, сложного строения разделов газ — нефть и нефть — вода. Размеще-

ние и расчет числа разведочных скважин для мелких и средних месторождений, ускоренно вводимых в ОПЭ, осуществляются строго по указанной выше схеме. Число скважин, как правило, не превышает четырех.

Для крупных и уникальных месторождений (залежей) газа, оценка запасов которых осуществляется объемным методом, при расчете минимально необходимого числа скважин по подготовке запасов категории C_1 учитывается также группа скважин, обеспечивающая стабилизацию подсчетных параметров [18, 31]. Кроме того, определенное число скважин необходимо предусматривать для изучения режимной характеристики водонапорной системы месторождений (N_p) и решения других геологических задач (N_3).

Соответственно общее число скважин, необходимых для изучения крупных и уникальных месторождений на оценочной стадии разведки (N_o), в общем виде определяется по формуле

$$N_o = N_3 + N_c + N_p + N_3, \quad (II. 1)$$

где N_3 — число скважин, закладываемых в "экстремальных" точках; N_c — минимально необходимое число скважин, обеспечивающее стабилизацию подсчетных параметров, за вычетом числа скважин в "экстремальных" точках; N_p — число скважин для изучения режимной характеристики водонапорной системы; N_3 — число зависимых резервных скважин, необходимость бурения которых может возникнуть из-за неточностей первоначальных построений или в связи с решением других геологических задач.

Число зависимых резервных скважин находится по неучтенным "экстремальным" точкам в связи с конкретными особенностями строения изучаемого месторождения (залежи), выявляемыми в процессе разведки. В это же число включаются скважины для изучения залежей, не входящих в исследуемую базисную группу многозалежного месторождения.

Изучение применяемых схем ускоренной разведки крупных и уникальных месторождений по разреженной профильной сетке скважин показало, что плотность разведки ряда уникальных по запасам газа залежей сеномана севера Западной Сибири составляет 51 км²/скв. на Заполярном месторождении, 76 км²/скв. на Медвеьем месторождении, 80 км²/скв. на Песцовом месторождении, 100 км²/скв. на Уренгойском месторождении и т. д.

Фактическое число скважин для изучения режимной характеристики водонапорной системы, а также "случайно" попавших за контур газонности при разреженной сетке колеблется от восьми на Уренгойском месторождении до одной на Заполярном.

При ускоренной разведке средних по размерам многозалежных месторождений газа Средней Азии плотность разведки составляла около 25 км²/скв. на Култаском месторождении, 27 км²/скв. на Беурдешикском и т. д. [7].

Уникальное газоконденсатное сероводородсодержащее Оренбургское месторождение, основная залежь которого связана с подсолевыми кар-

бонатными отложениями пермокарбона, разведывалось по более плотной сетке, чем чисто газовые залежи сеномана многозалежных месторождений Севера Западной Сибири. Плотность разведки основной залежи месторождения составила 26,0 км²/скв. За контуром газоносности было пробурено более 20 разведочных скважин.

При профильной разреженной системе расположения разведочных скважин с учетом минимально необходимого числа скважин сначала рассчитывается расстояние между профилями, затем — между скважинами.

Расстояние между профилями (L_n) в случае разреженной сетки разведочных скважин рассчитывается по формуле

$$L_n = 0,27 \frac{l_d}{l_k} \sqrt{\frac{S_r}{N_3 + N_c - n}}, \quad (11.2)$$

где l_d — размер длинной оси залежи, км; l_k — размер короткой оси залежи, км; S_r — площадь залежи по внешнему контуру газоносности, км², N_3 , N_c — расчетное минимально необходимое число разведочных скважин, соответственно в "экстремальных" точках и по графикам стабилизации подсчетных параметров; n — расчетное число одиночных скважин, соответствующих "экстремальным" точкам седловин.

Расстояние между скважинами на профилях, перпендикулярных к длинной оси залежи (L_c), определяется по формуле

$$L_c = \frac{\sum_i l_{ni}}{N_3 + N_c - n + N_p}, \quad (11.3)$$

где $\sum_i l_{ni}$ — суммарная длина профилей, перпендикулярных к длинной оси залежи (структуры), км.

Отсчет расстояний для определения географического положения каждой скважины производится от свода к крылу. За начало отсчета принимается точка пересечения профиля с длинной осью структуры. В процессе бурения разведочных скважин по разреженной сетке допускается корректировка числа скважин и системы их размещения.

На оценочной стадии разведочных работ для повышения достоверности геологических материалов применяются детализационные геофизические исследования. Методика расчета общего объема детализационных сейсмических работ на изучаемой площади приведена в работе И.И. Нестерова с соавторами [18]. Оценочная разведка считается завершенной, когда получены информация для оперативного подсчета запасов газа мелких и средних месторождений по категориям $C_1 + C_2$ и утверждения их ЦКЗ министерства, проводящего разведку, а также исходные материалы, достаточные для подсчета запасов газа крупных и уникальных месторождений по категории C_1 и утверждения их ГКЗ СССР.

Стадия детальной разведки (доразведки) газовых месторождений начинается после утверждения запасов газа ЦКЗ соответствующего министерства или ГКЗ СССР и принятия решения о вводе их в ОПЭ (разработку). В процессе детальной разведки (доразведки) разведочное бурение допускается в исключительных случаях, в основном на крупных и уникальных месторождениях. Задачи доразведки мелких и средних месторождений решаются эксплуатационным бурением, а также методом ОПЭ.

Размещение ОЭС производится по эксплуатационной сетке.

Детальная разведка мелких и средних месторождений газа производится на основе проекта ОПЭ, а крупных и уникальных — по проектам доразведки, являющимся составной частью проектов разработки. Научно-исследовательские институты, составляющие проекты ОПЭ и доразведки, осуществляют авторский надзор за ведением детальной разведки.

Основными целями доразведки месторождений газа являются: детальное изучение геологии месторождений в зонах эксплуатационного разбуривания; оценка запасов газа методом падения давления; уточнение продуктивной характеристики разреза; уточнение положения границы раздела газ — вода; уточнение числа и местоположения эксплуатационных скважин для эффективной разработки с максимально возможным коэффициентом газоотдачи; выявление закономерностей изменения параметров неоднородности.

Расчет минимально необходимого числа ОЭС на стадии детальной разведки осуществляется исходя из следующих соображений. Число ОЭС на мелких и средних месторождениях не должно превышать числа эксплуатационных скважин, обеспечивающих заданный годовой отбор газа из залежи (порядка 4 % от запасов). Число эксплуатационных скважин (N_c) в этой связи рассчитывается исходя из среднего рабочего дебита одной скважины (q_{cp}) и запланированного годового отбора газа (Q_r) по формуле

$$N_c^э = \frac{Q_r}{q_c} \eta_p, \quad (11.4)$$

где η_p — коэффициент, учитывающий 20 %-ный резерв эксплуатационных скважин.

Число ОЭС на крупных и уникальных месторождениях ($N_{ОЭС}$) рассчитывается исходя из необходимости сгущения сетки разведочных скважин в зоне эксплуатационного разбуривания по формуле

$$N_{ОЭС} = \nu N_{рз}, \quad (11.5)$$

где $N_{рз}$ — число разведочных скважин в зоне эксплуатационного разбуривания; ν — коэффициент сгущения сетки скважин, рассчитываемый исходя из закономерностей изменения по площади залежи (месторождения) параметров неоднородности и продуктивности; в первом приближении этот коэффициент может быть принят равным отношению шага разведочного бурения к шагу разбуривания эксплуатационных скважин

(кустов); как показывает опыт доразведки сеноманской залежи Уренгойского месторождения, коэффициент сгущения ориентировочно равен трем.

Предложенные количественные критерии расчета числа разведочных скважин и ОЭС при ускоренной разведке являются ориентировочными и могут использоваться в основном для планирования объемов разведочного бурения на перспективу. Окончательное решение о числе скважин и системе их расположения принимается исходя из конкретных геологических условий каждого разведочного объекта с учетом имеющегося опыта разведочных работ в изучаемом районе.

§ 7. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ УСКОРЕНИЯ РАЗВЕДКИ И СОКРАЩЕНИЯ СРОКА ВВОДА В РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) ГАЗА

Газовая промышленность страны представляет собой быстро развивающуюся отрасль народного хозяйства. От темпов ее развития в значительной степени зависит дальнейший ускоренный рост многих отраслей. Резкое увеличение добычи газа обусловлено открытием и вводом в эксплуатацию новых крупных месторождений с использованием при их подготовке к промышленному освоению новой прогрессивной методики ускоренной разведки и ускоренного ввода в разработку. При этом обеспечивается подача газа из новых месторождений на объекты народного хозяйства в более короткие, чем раньше, сроки.

Ускоренная разведка мелких и средних месторождений газа методом ОПЭ, крупных и уникальных месторождений по разреженной сетке скважин с последующей их доразведкой эксплуатационными скважинами позволяет с меньшими затратами на разведочное бурение и более короткие сроки получить необходимые данные, характеризующие геологическую модель месторождений. Методика ускоренной разведки газовых месторождений и ускоренного ввода их в разработку нашла широкое применение в различных газоносных районах СССР, в том числе в Западной Сибири. В результате ее использования народное хозяйство получает значительный экономический эффект.

Методика оценки экономической эффективности ускоренного ввода в разработку месторождений газа разработана ВНИИЭГазпромом¹. Согласно этой методике экономический эффект от ускоренного ввода в разработку месторождения газа реализуется за счет фактора времени при досрочном (против базового) использования в народном хозяйстве полученной продукции. При этом основой для сравнения является базовый вариант разработки, отличающийся от внедряемого лишь более поздними сроками ввода месторождения в разработку.

¹ Методические указания по определению экономической эффективности использования в газовой промышленности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений. М., ВНИИЭГазпром, 1980.

Прогноз базового варианта разработки дается на основе нормативных документов и инструкций, предусматривающих разведку и подготовку месторождения к разработке обычными методами.

Расчет годового экономического эффекта от сокращения сроков ввода месторождения газа в разработку производится по формуле

$$\mathcal{E} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{\mathcal{E}_t}{(1+E)^t} - \frac{1}{T'} \sum_{t'=1}^{T'} \frac{\mathcal{E}_{t'}}{(1+E)^{t+t_y}} - E_n K_{nc}, \quad (11.6)$$

где $\mathcal{E}_t, \mathcal{E}_{t'}$ — эффект от использования газа при разработке месторождения ускоренным и обычным методами в t -м году, руб.; T, T' — срок разработки месторождения при ускоренном и обычном методах ввода, годы; K_{nc} — капиталовложения в мероприятия, направленные на сокращение срока ввода месторождения в разработку, руб., t_y — период ускорения ввода месторождения, годы; E_n — коэффициент эффективности капиталовложений; E — коэффициент учета разновременности затрат и результатов, $E = 0,08$.

Эффект от использования газа ($\mathcal{E}_t, \mathcal{E}_{t'}$) за полный срок разработки определяется по формуле

$$\mathcal{E} = P_g \sum_{t=1}^T Q_{gt} (1+E)^t - \sum (K+I)_t^{-t}, \quad (11.7)$$

где Q_{gt} — добыча газа в t -м году разработки; P_g — стоимостная оценка единицы добываемого газа; K_t — капиталовложения в добычу газа в t -м году разработки.

С учетом формулы (11.6) определение среднегодового экономического эффекта от ускоренного ввода месторождения производится по выражению

$$\mathcal{E} = \frac{P_g \sum_{t=1}^T Q_{gt} (1+E)^{-t} - \sum_{t=1}^T (K+I)_t (1+E)^{-t}}{T} - \frac{P_g \sum_{t=1}^T Q_{gt} - t (1+E)^{-t-t_y} - \sum_{t=1}^T (K+I)_t (1+E)^{-t-t_y}}{T'} - E_n K_{nc}. \quad (11.7)$$

Показатели базового варианта определяются как производные от внедряемого при условии отсрочки ввода месторождения на t_y года.

Эффект от использования газа ($\mathcal{E}_t, \mathcal{E}_{t'}$) рассчитывается на основании замыкающих затрат в районе потребления газа¹. Непосредственно в рас-

¹Руководящие указания к использованию замыкающих затрат на топливо и электрическую энергию. М., Наука, 1973.

чет закладывается величина замыкающих затрат на газ в пункте его добычи, представляющая собой разницу между замыкающими затратами в районе потребления и удельными затратами в поиски, разведку, добычу и транспорт газа.

Параметр формулы годового экономического эффекта $E_n K_{nc}$ зачастую не принимается во внимание в расчетах, поскольку мероприятия по ускорению ввода месторождения заключаются в основном в научно-методических разработках, не требующих сколько-нибудь значительных капиталовложений.

Подводя итог изложенному выше, можно сделать следующие выводы.

1. Разведочный этап при ускоренной подготовке месторождений (залежей) газа к разработке включает две стадии: оценочной разведки и детальной разведки (доразведки).

2. На оценочной стадии в качестве метода ускоренной разведки месторождений газа используется разреженная сетка скважин. При доразведке применяются два других метода ускоренной разведки газовых месторождений (залежей): ОПЭ (для разведки в основном мелких и средних месторождений) и опережающее эксплуатационное бурение.

3. Общие принципы ускоренной разведки газовых месторождений (залежей) заключаются в следующем:

по результатам поискового этапа предварительно решается вопрос об условиях применения ускоренной разведки;

при наличии развитой сети транспорта газа в условиях ее недозаполненности мелкие и средние газовые месторождения ускоренно разведываются единичными скважинами и вводятся в ОПЭ; промышленные запасы этих месторождений оцениваются методом падения давления;

в новых районах мелкие и средние месторождения разведываются по обычной методике;

разведка мелких и средних месторождений сероводородсодержащего газа завершается оценочной стадией; месторождения консервируются до принятия решения о строительстве сероочистных сооружений;

крупные и уникальные месторождения (залежи) газа во всех случаях разведываются по разреженной сетке; запасы газа оцениваются объемным методом; доразведка месторождений осуществляется в основном ОЭС при поэтапном вводе в разработку;

ускорение разведки уникальных месторождений с агрессивными компонентами в газе достигается ограничением доли подготавливаемых объемным методом запасов категории C_1 в количестве, достаточном для проектирования и строительства первой очереди газохимического комплекса (ГХК);

газовые залежи с промышленными нефтяными оторочками разведываются под углом зрения первоочередной оценки их нефтеносных зон.

4. Основные положения методики разведки газовых месторождений (залежей) при ускоренном вводе их в ОПЭ:

месторождения (залежи) ускоренно вводятся в ОПЭ при получении промышленных притоков газа в двух—трех разведочных скважинах и при наличии оперативного подсчета запасов газа, утвержденного ЦКЗ министерства, проводящего разведку;

после ввода в ОПЭ мелких и средних месторождений (залежей) разведочное бурение прекращается; при вводе в ОПЭ крупных месторождений их доразведка проводится как разведочными скважинами, так и ОЭС в объемах, соответствующих приводимой методике расчета;

срок ОПЭ газовых месторождений (залежей) не превышает трех лет, за этот период из месторождения (залежи) должно быть отобрано 10 % запасов газа;

этап промышленной разведки месторождений (залежей) методом ОПЭ завершается утверждением запасов газа по методу падения давления.

5. Вопрос выбора системы размещения скважин при ускоренной разведке месторождений (залежей) газа решается с помощью теории "экстремальных" точек. Минимальное число их в залежи, связанной со структурной ловушкой простого строения, пять. Оно удаивается, утраивается и т. д., если разведываемая газоносная структура осложнена двумя, тремя и т. д. равнозначными крупными куполами.

6. Число и размещение скважин для разведки мелких и средних месторождений (залежей) газа, ускоренно вводимых в ОПЭ, соответствует числу и расположению "экстремальных" точек.

Для крупных и уникальных месторождений (залежей) при расчете минимально необходимого числа скважин по подготовке запасов категории C_1 по разреженной сетке учитывается также группа скважин, обеспечивающая стабилизацию резервуарных подсчетных параметров; определенное число скважин предусматривается для изучения режимной характеристики водонапорной системы и решения других геологических задач.

7. При ускоренной разведке газовых месторождений рекомендуется профильная система размещения скважин, которая позволяет достаточно полно использовать информацию по каждой скважине, надежно устанавливая закономерности геологического строения и газонефтенности; расстояние между профилями и скважинами в профилях определяется расчетным путем.

8. Число ОЭС на мелких и средних месторождениях на стадии детальной разведки не должно превышать числа эксплуатационных скважин, обеспечивающего заданный годовой отбор газа из залежи в процессе ОПЭ (примерно 4 % от запасов).

Число ОЭС на крупных и уникальных месторождениях (залежах) рассчитывается исходя из необходимости сгущения сетки разведочных скважин в зоне эксплуатационного разбуривания для обеспечения эффективной разработки объекта; необходимая степень сгущения сетки скважин за счет бурения ОЭС определяется путем учета параметра неоднородности и характера изменения продуктивности по площади и разрезу.

9. Экономический эффект от ускоренной разведки и опережающего ввода в разработку месторождения газа реализуется за счет фактора времени при досрочном (против базового) использовании в народном хозяйстве полученной продукции; основой для сравнения при этом является базовый вариант разработки, отличающийся от внедряемого лишь более поздними сроками ввода месторождения в разработку.

Глава III. МЕТОДЫ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗВЕДКИ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ

Термин "нефтяная оторочка" не имеет однозначной трактовки, так как не ясно, в каких случаях, точнее при какой мощности нефтяного скопления, последнее считается оторочкой, а в каких — нефтяной залежью [28, 29 и др.]. Хотя, строго говоря, оторочка всегда является нефтяной залежью. Чаще всего оторочкой именуется нефтяное скопление (залегающее под газовым), высота (запасы) которого обычно значительно меньше высоты (запасов) газовой залежи.

§ 1. РАЦИОНАЛЬНАЯ РАЗВЕДАННОСТЬ ГАЗОВОЙ И НЕФТЯНОЙ ЧАСТЕЙ

С точки зрения оценки относительного промышленного значения газовой и нефтяной частей при разведке и подготовке нефтегазовых залежей к разработке предлагается эти залежи подразделить на три типа.

I тип — газонефтяные залежи, разработка которых начинается с нефтяной части, а добыча газа не производится совсем или осуществляется только для рациональной разработки нефтяной части; такие залежи именуются нефтяными с газовой шапкой.

II тип — газонефтяные залежи, нефтяная часть которых по условиям разработки имеет самостоятельное промышленное значение, но соотношение запасов газа и нефти таково, что с точки зрения народнохозяйственной эффективности обе части залежи целесообразно разрабатывать одновременно; такие залежи называются газовыми с нефтяной оторочкой подчиненного промышленного значения.

III тип — газонефтяные залежи, нефтяная часть которых не имеет промышленного значения, этот тип залежей следует именовать газовыми с нефтяной оторочкой непромышленного значения. При этом возможны два основных случая:

газовые залежи имеют нефтяную оторочку, вскрытие которой скважинами в благоприятных условиях обеспечивает добычу нефти, с избытком окупающую затраты на бурение этих скважин, однако общие затраты на промышленную разведку оторочки и трудности последующего заложения эксплуатационных скважин на нее в благоприятных условиях не позволяют считать ее объектом промышленного значения;

газовые залежи имеют нефтяную оторочку, вскрытие которой скважинами в наиболее благоприятных условиях не обеспечивает добычи нефти, оправдывающей затраты на бурение этих скважин и на разработку оторочки.

При выявлении нефтяной оторочки, непромышленное значение которой несомненно, нужно проводить детальную разведку только газовой залежи в соответствии с методикой рациональной промышленной разведки с учетом современных принципов разработки. При самостоятельном

промышленном значении нефтяной оторочки в первую очередь должна быть произведена ее детальная промышленная разведка и подготовлены запасы нефти по промышленным категориям, разведку же газовой части залежи нужно прекратить или проводить только попутно с разведкой нижележащих залежей для оценки запасов газа в основном по категориям C_1 и C_2 . Для газовых залежей с нефтяной оторочкой подчиненного промышленного значения требуется одновременная разведка газовой и нефтяной частей залежи. При этом число и расположение разведочных скважин должно обеспечить рациональную разработку обеих частей залежи. Проект разведки газовой залежи с нефтяной оторочкой подчиненного промышленного значения с различными вариантами числа и расположения разведочных скважин на нефть и газ должен иметь экономическое обоснование. Расчеты вариантов являются приближенными из-за недостаточной обоснованности некоторых параметров, поэтому их следует производить при наихудшем сочетании возможных условий с точки зрения запасов и других параметров нефтяной оторочки.

Обеспечение рациональной степени изученности оторочек для оценки их промышленного значения является довольно сложной задачей. По материалам предварительной разведки должны быть ориентировочно оценены возможное промышленное значение нефтяной оторочки и целесообразность ее детальной промышленной разведки. Такая оценка производится по данным определения высотного положения контактов расчетным путем (если они не вскрыты непосредственно скважинами), ширины и высоты оторочки, а также величины рабочих дебитов.

Анализ разведки многочисленных газовых залежей с узкой нефтяной оторочкой показывает, что при проведении детальной промышленной разведки такой оторочки бурением скважин по периметру основная часть скважин не попадает в нее или оказывается в таких условиях, что практически не может быть использована для эксплуатации на нефть. Поэтому оценивать промышленное значение необходимо бурением профилей скважин прежде всего на участках с наилучшими условиями развития нефтяной оторочки.

Опытная эксплуатация скважин на нефтяной оторочке позволяет уменьшить число разведочных скважин и более достоверно определить параметры разработки. Продолжительная опытная эксплуатация скважин, вскрывших нефтяную оторочку, и тщательные наблюдения за изменением забойных давлений, дебитов и состава добываемой продукции позволяют обоснованно решить вопрос о возможности промышленной эксплуатации оторочки, целесообразности проведения ее детальной разведки и подготовки к разработке, т. е. установить рациональную степень разведанности (см. главу VIII). Если установлено, что оторочка не имеет самостоятельного промышленного значения, а газовая часть залежи не доразведана, то доразведку и подсчет запасов газа при наличии газопровода целесообразно произвести по результатам ОПЭ.

Таким образом, выполнение указанных рекомендаций позволит обеспечить более обоснованное выделение промышленных участков нефтяной оторочки и подготовку их к разработке.

§ 2. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ РАЗЛИЧНОГО ПРОМЫШЛЕННОГО ЗНАЧЕНИЯ

Степень промышленной значимости нефтяной оторочки зависит от условий ее разведки и разработки.

Разработанные способы ориентировочной оценки ряда параметров нефтяных оторочек позволяют с определенной степенью достоверности прогнозировать наличие или отсутствие крыльевых нефтяных оторочек промышленного значения, связанных с однородными пластами одинаковой мощности при известном наклоне этих пластов (рис. 2) [28].

Если этаж нефтеносности равен видимой мощности пласта или меньше ее, то при любом наклоне пласта поле, полностью насыщенное нефтью (будем называть его полным полем), отсутствует.

Ширина полного поля в нефтяной оторочке

$$b = \Delta h / \operatorname{tg} \alpha, \quad (\text{III.1})$$

где Δh — превышение этажа нефтеносности над видимой мощностью пласта h , м; $\operatorname{tg} \alpha$ — тангенс угла наклона пласта.

Ширина подгазовой или водоплавающей части нефтяной оторочки

$$\Delta b = h / \operatorname{tg} \alpha. \quad (\text{III.2})$$

Общая ширина нефтяной оторочки

$$b' = b + 2\Delta b = (\Delta h + 2h) / \operatorname{tg} \alpha. \quad (\text{III.3})$$

Обозначив

$$a = 1 / \operatorname{tg} \alpha \quad (\text{III.4})$$

и заменив в формулах (III.1), (III.2), (III.3) $\operatorname{tg} \alpha$ его значением из формулы (III.4), имеем

$$b = a \Delta h; \Delta b = ah; b' = a (\Delta h + 2h). \quad (\text{III.5})$$

Величина a равна приращению ширины полного поля нефтяной оторочки на 1 м приращения этажа нефтеносности над видимой мощностью пласта (h), м.

Если считать, что эксплуатационные скважины, пробуренные на полном поле нефтяной оторочки (участок с полным насыщением его нефтью), могут эксплуатироваться только до прорыва в них газа или воды, то при наиболее удачном размещении скважин и вскрытии пласта дренироваться будет только полное поле, причем будет извлечено наибольшее количество запасов нефти. Будем считать, что в этом случае коэффициент нефтеотдачи составит 0,25. Принимая далее коэффициент открытой пористости равным 0,16, а коэффициент нефтенасыщенности 0,75, получим, что объем извлекаемой нефти по отношению к единице объема полного поля нефтяной оторочки составит $0,25 \cdot 0,16 \cdot 0,75 = 3 \cdot 10^{-2}$.

Если разрезать полное поле на квадраты со сторонами, равными его ширине, то можно считать, что каждый такой квадрат будет представлять

самостоятельную площадь для эксплуатации ее одной или несколькими скважинами. Назовем такую площадь элементарной.

В соответствии с принятыми условиями извлекаемые запасы нефти ($Q_{изв}$) каждой такой площади составят

$$Q_{изв} = 3 \cdot 10^{-2} h (a \Delta h)^2. \quad (III.6)$$

Таким образом, с помощью выведенных формул можно ориентировочно рассчитать ширину поля с полным насыщением его нефтью (при условии что этаж нефтеносности больше видимой мощности пласта), ширину водоплавающей или подгазовой части нефтяной оторочки, общую ширину нефтяной оторочки и, следовательно, оценить возможность попадания в последнюю скважинами.

Можно также приближенно оценить извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на одну скважину при наиболее благоприятном ее положении на оторочке и на основании этого определить возможное промышленное значение нефтяной оторочки.

Данные расчетов ширины оторочки и извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну скважину при разных значениях h и tga , свидетельствуют о том, что при этаже нефтеносности до 15 м вероятность существования нефтяных оторочек промышленного значения весьма невелика.

Выше были рассмотрены однородные пласты. Если же продуктивная толща сложена чередующимися пропластками проницаемых и непроницаемых пород, то расчеты необходимо производить для каждого проницаемого пропластка отдельно. Квадратные элементарные площади полного поля в этом случае накладываются друг на друга, соответственно,

смещаясь в сторону подгазовой части толщи. Это позволяет бурить эксплуатационные скважины и на подгазовую часть нефтяной оторочки. В принципе последняя может полностью подстилать газовую залежь. Оторочка подобного типа разрабатывается на месторождениях Анастасиевско-Троицком, Акджар, Шурчи и др.

Существенно, что предложенная методика прогнозирования промышленного значения нефтяных оторочек позволяет в первом приближении оценивать их возможную ширину. Это дает возможность более обоснованно закладывать поисковые (на оторочку) скважины и надежнее решать вопросы поисков и оценки нефтяных оторочек по результатам бурения меньшего числа этих скважин.

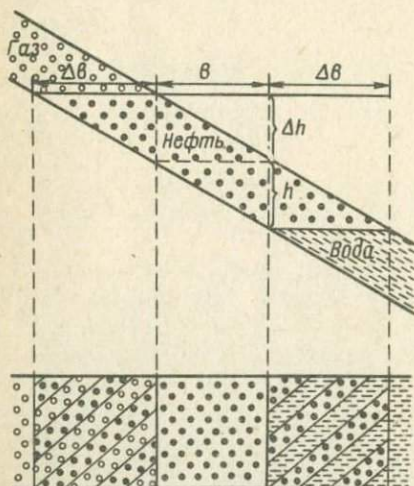


Рис. 2. Поперечный разрез нефтяной оторочки, контактирующей с газовой залежью и пластовой водой

Рациональная методика разведки газовых залежей с нефтяной оторочкой предположительно промышленного значения состоит в следующем. После вскрытия газовой залежи первыми скважинами дальнейшее разведочное бурение следует направить на поиски нефтяной оторочки в той части структуры, где по прогнозу наиболее вероятно ее развитие. Если нефтяной оторочки здесь не окажется, следовательно, для случая однородного выдержанного пласта она отсутствует и в других частях газовой залежи. В такой ситуации газовая залежь в дальнейшем разведывается как чисто газовая.

При установлении нефтяной оторочки самостоятельного промышленного значения дальнейшая разведка газовой залежи или прекращается или производится весьма редкой сеткой скважин в зависимости от размеров газовой залежи и нефтяной оторочки.

Скважины, закладываемые для поисков и оценки нефтяной оторочки, следует располагать поперек ее предполагаемого простирания на расстоянии 400—600 м друг от друга.

Недоразведанность нефтяных оторочек обычно связана с неточным определением положения ГVK или ВNK. Ошибка в определении контактов на несколько метров может привести к существенному изменению величины подсчитанных запасов небольших нефтяных оторочек.

Нефтяные оторочки залежей, например на Уренгойском месторождении, часто имеют небольшую ширину — до 5 км. Поэтому для того чтобы разведочная скважина могла их вскрыть, необходима довольно плотная сетка скважин с шагом бурения 1—2 км. Еще бóльшая сложность в изучении нефтяных оторочек создается при наклонном положении межфазовых разделов ГVK, ГНК и ВNK. По большинству залежей неокома они наклонены с запада на восток. Нефтяные части залежей смещены в связи с этим на восточное крыло или имеют здесь наибольшую высоту. При выявлении нефтеносных зон продуктивных пластов на Уренгойском и других месторождениях севера Западной Сибири был использован наименее рациональный вариант разведки газовых залежей с нефтяными оторочками. Так, поиск нефтяных оторочек в неокоме осуществлялся по всей периферийной части локальных структур Уренгойской площади ползущей сеткой одиночных разведочных скважин без учета смещения оторочек на восточное крыло этих поднятий. Бурение значительного числа скважин, закладываемых обычно в неблагоприятных для поиска нефтяных оторочек частях локальных структур, привело к значительным неточностям при определении типов залежей на месторождении. Подобная ситуация отмечена при разведке скоплений углеводородов горизонта БУ₁₄ Уренгойского месторождения, где по результатам предварительных работ основная залежь в подсчете запасов классифицировалась как газоконденсатная, а в дальнейшем на восточном крыле центральной приподнятой зоны Уренгойского вала была открыта нефтяная оторочка промышленного значения. Существенные методические просчеты при оценке нефтяных оторочек непромышленного значения допущены и в случае разведки скоплений углеводородов пластов БУ₈⁰, БУ₉ и БУ₁₂¹. При наличии достаточно четких признаков непромышленного характера нефтяных

оторочек этих пластов (малая нефтенасыщенная мощность — пласты БУ₉ и БУ₁₂' ; малая ширина оторочек — пласты БУ₈⁰, БУ₉ и БУ₁₂' ; непромышленные притоки нефти — пласты БУ₈⁰, БУ₉ и БУ₁₂') разведка залежей газа и нефти этих пластов проводилась с преимущественным изучением нефтеносных зон. Новые результаты разведочных работ показывают, что залежи пластов БУ₈⁰, БУ₉, БУ₁₂' целесообразно было разведывать как газоконденсатные.

Определенная методическая неточность была допущена при выборе системы разведки промышленных нефтяных оторочек горизонтов БУ₈ и БУ₁₀₋₁₁. В условиях сложного геологического строения этих продуктивных горизонтов, при наличии значительного смещения нефтяных оторочек на восточное крыло поднятий наиболее рационально разведывать оторочки профильной системой поперечных короткошаговых профилей. Подобная система разведки обеспечивает детальное изучение наиболее интересных участков нефтеносных зон продуктивных горизонтов, способствует достоверной отбивке ВНК и ГНК, позволяет обоснованно выделять объекты подсчета запасов и разработки. Тем не менее, на месторождениях севера Западной Сибири профильная система разведки нефтяных оторочек не применялась, что в условиях неоднородного строения продуктивной толщи затруднило однозначную оценку типов выявленных залежей газа и нефти, потребовало больших объемов детализационных разведочных работ. В подобной ситуации, несмотря на большую плотность бурения, в зоне нефтяных оторочек продуктивных горизонтов остаются слабо изученными их нефтяные части.

§ 3. РАЦИОНАЛЬНОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧКАХ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМОВ ИХ РАЗРАБОТКИ

ПРИНЦИПЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ПРИ РАЗВЕДКЕ УЧАСТКОВ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК, ИМЕЮЩИХ ПРОМЫШЛЕННОЕ ЗНАЧЕНИЕ

Газовые залежи часто имеют нефтяные оторочки, характеризующиеся в целом как непромышленные. Однако на отдельных участках (как правило, приуроченных к пологим периклинальным окончаниям), ширина оторочки достаточна для бурения разведочных скважин. В этом случае весьма важно определить оптимальное положение этих скважин, чтобы в случае если они окажутся продуктивными, их можно было использовать в качестве полноценных эксплуатационных, а эксплуатационные имели бы наибольший возможный период работы.

Выбор участка, в пределах которого оторочка принимается за объект промышленного значения, может быть произведен на основании анализа продуктивности скважин. Граница участка проводится посередине между соседними скважинами с высокой и низкой продуктивностью.

Второй возможный подход — выбор объекта промышленного значения по ширине оторочки с точки зрения вероятности ее вскрытия скважинами в условиях искривления ствола и отклонения забоя от проектного положения.

Установлено, что в условиях Волго-Уральской нефтегазоносной области среднее отклонение забоев скважин от проекта составляет 3—3,5 % от глубины скважины. В сложных геологических условиях среднее значение отклонения забоя возрастает до 5 %. Таким образом, при разведке газовых залежей с нефтяными оторочками на глубинах 2,5—3,0 тыс. м отклонение забоя может составлять 75—90 м, а в отдельных случаях до 150 м. Если ширина нефтяной оторочки на рассматриваемом участке не превышает удвоенной величины искривления ствола, то закладываемая скважина может вообще не попасть в оторочку. В этой связи участки нефтяной оторочки, ширина которых близка к удвоенной величине отклонения забоя при данной глубине, следует считать не имеющими промышленного значения.

Как показывает опыт разработки небольших по мощности, но значительных по площади нефтяных оторочек (Жирновское, Бахметьевское, Коробковское, Степновское и другие месторождения), безводная и безгазовая эксплуатация скважин в первые один—два года разработки обеспечивается на участках оторочек с нефтенасыщенными мощностями не менее 5—8 м [23]. Для нефтяных оторочек продуктивных горизонтов Уренгойского месторождения участки оторочек с запасами промышленного освоения связываются с зонами нефтенасыщенной мощности более 8—10 м. Таким образом, граница промышленного участка нефтяной оторочки может проводиться также и по изопахите нефтенасыщенной мощности. Участки нефтяных оторочек с нефтенасыщенными мощностями более 5—10 м могут быть отнесены к нефтеносным зонам промышленного освоения.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ РЯДА СКВАЖИН НА УЧАСТКЕ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ, ИМЕЮЩЕМ ПРОМЫШЛЕННОЕ ЗНАЧЕНИЕ

Возможны два основных варианта эксплуатации газовых залежей, определяющие выбор рационального положения скважин на оторочке:

1) отбор газа в течение всего времени эксплуатации скважин на оторочке производиться не будет или будет осуществляться только в конце этого периода;

2) газовая залежь будет форсированно разрабатываться одновременно с эксплуатацией скважин на том участке оторочки, который признан целесообразным для разбуривания эксплуатационными скважинами.

Для того чтобы разведочные скважины были заложены в оптимальных условиях, необходимо принципиально выбрать систему последующей разработки в период разведки.

Рассматриваемая система расположения скважин относится только к оторочкам с небольшой высотой (менее 10 м) и соответственно с небольшой шириной (обычно не более 1000 м) даже при сравнительно пологих крыльях и периклиналях. Поэтому по поперечному сечению такого участка нефтяной оторочки может быть рационально размещена только одна скважина, а группу таких скважин (если размеры и характеристики выбранного участка делают рациональным такое бурение) для краткости назовем рядом.

Таким образом, при выбранных границах участка задача сводится к определению оптимального положения ряда скважин, в том числе и разведочных, с тем чтобы обеспечить наиболее благоприятные условия для их эксплуатации. С точки зрения полноты извлечения нефти из выбранного участка оторочки при одновременном отборе газа и нефти ряд скважин следовало бы расположить таким образом, чтобы создать наиболее благоприятные условия для добычи нефти за счет водонапорного режима при продвижении оторочки в газовую часть залежи, т. е. приблизить его к контуру газонефтеносности. При этом, однако, необходимо иметь в виду, что нефтяные скважины в течение определенного времени будут эксплуатироваться с высокими газовыми факторами. При отборе из залежи только нефти расположение скважин будет иным. Принимаем, что наиболее рациональным положением ряда скважин на участке оторочки в этом случае будет такое, при котором контуры газоносности и водоносности подойдут к ряду скважин одновременно, и добыча нефти в течение всего периода эксплуатации будет безводной и безгазовой. Естественно, что подобная ситуация может возникнуть только в однородном пласте и является идеальной. Расчетная схема приведена на рис. 3.

При одновременном подходе контуров к ряду скважин потери давления со стороны газовой залежи и водонапорной системы должны быть одинаковыми.

При давлении на забое нефтяных скважин $p_{зк}$ к концу эксплуатации потери давления при вытеснении нефти газом составят: $p_{гк} - p_{зк}$, где $p_{гк}$ — давление на начальном контуре газоносности ко времени подхода кон-

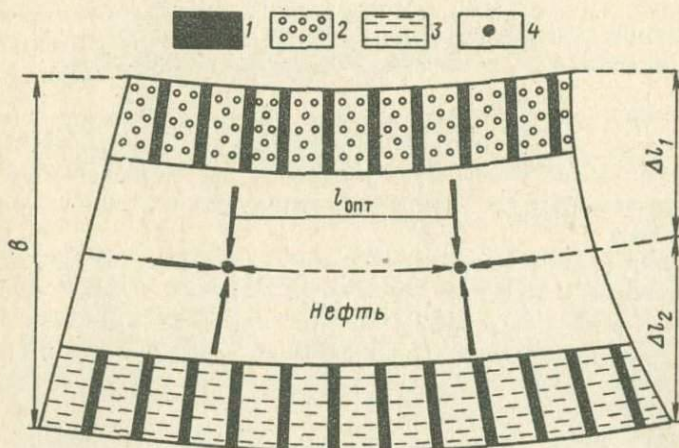


Рис. 3. Принципиальная расчетная схема определения рационального положения ряда скважин на нефтяной оторочке и оптимального расстояния между ними.

Расстояния до ряда скважин: Δl_1 — от контура водоносности, Δl_2 — от контура газоносности; b — ширина нефтяной оторочки ($b = l_1 + l_2$).

1 — нефть; 2 — газ; 3 — вода; 4 — скважины

туров газо- и водоносности к ряду нефтяных скважин, равное среднему давлению в газовой залежи, определяемому по материальному балансу.

Положение ряда может быть определено методом подбора с графической обработкой результатов. Задаемся равномерно нарастающей депрессией на контурах Δp_1 , пренебрегая первой фазой — временем распространения воронки в пределах оторочки. Для расчета выбраный участок нефтяной оторочки принимаем за сектор с углом α круговой залежи с вертикальными границами разделов газ—нефть и нефть—вода (см. рис. 2).

Принимаем допустимую точность определения местоположения ряда скважин (например, равную половине возможного отхода забоя скважины от проектного положения). Задачу решаем последовательными приближениями.

1-й случай — газ не отбирается, производится опережающая эксплуатация участка нефтяной оторочки, имеющего промышленную ценность.

Задаемся некоторым расположением ряда скважин между радиусами контуров газоносности R_G и нефтеносности R_H . Определим величину перемещения обоих контуров за некоторый период времени Δt , принимая, что вследствие малой ширины оторочки временем первой фазы неустановившегося притока к рассматриваемому участку оторочки можно пренебречь. Тогда приток воды при проявлении упруговодонапорного режима составит

$$Q_{B_1} = \sigma \alpha k_{HB} A \Delta p_1 \Delta t_1, \quad (III.7)$$

где σ — степень взаимодействия с пластовой водонапорной системой, k_{HB} — обобщенный коэффициент, характеризующий несовершенный характер притока воды и представляющий собой произведение коэффициентов $a \cdot c \cdot c'$ по В.П. Савченко. A — определяется по формуле

$$A = \frac{2 \pi k h_{cp}}{\mu_B \ln R_K / R_H},$$

где k — средняя проницаемость законтурной зоны залежи, 10^{-12} м²; h_{cp} — средняя мощность пласта в законтурной области, см; Δp_1 — принимаемая величина снижения давления на контуре оторочки за рассматриваемое время Δt_1 .

Определим радиус обводнившейся части нефтяной оторочки за время Δt_1 , т. е. текущее положение контура нефтеносности:

$$r_{B_1} = \sqrt{\frac{\pi \alpha R^2 h_{cp} - Q_{B_1} / \delta_{HB}}{\pi h_{cp}}}, \quad (III.8)$$

где δ_{HB} — коэффициент вытеснения нефти водой (определяется как средняя величина для данного типа коллекторов или по лабораторным исследованиям).

Потери давления при продвижении воды на участке вытесненной нефтяной оторочки составляют

$$\Delta p_{\text{выт}} = \frac{q_{в1}}{\alpha \sigma k_{\text{нв}} A}, \quad (III.9)$$

где $q_{в1} = Q_{в1} / \Delta t_1$ — средний дебит притока воды из законтурной области, $\text{м}^3/\text{сут.}$

Тогда пластовое давление на текущем контуре нефтеносности составит

$$p_{\text{тек}_1} = p_{\text{н}} - \Delta p_1 - \Delta p_{\text{выт}}. \quad (III.10)$$

Если в течение такого же интервала времени Δt_1 на контуре газоносности репрессия газа возросла равномерно от нуля до Δp_1 , то за счет этого может произойти вытеснение нефти

$$Q_{\text{н}_1} = \alpha \sigma k_{\text{нн}} A_{\text{н}} \Delta p_1 \Delta t_1 \quad (III.11)$$

(обозначения те же, что и в формуле (III.7), индекс н означает, что параметры взяты по участку нефтяной оторочки, для которого производятся расчеты).

При вытеснении такого количества нефти газом текущий радиус контура газоносности определится из выражения

$$R_{\text{Г}_1} = \sqrt{\frac{(\alpha \pi R_{\text{Г}}^2 h_{\text{ср}} - Q_{\text{н}_1} / \delta_{\text{нг}})}{\alpha \pi h_{\text{ср}}}}, \quad (III.12)$$

где $\delta_{\text{нг}}$ — коэффициент вытеснения нефти газом.

Текущее давление в залежи за счет ее расширения и частичного отеснения нефти несколько снизится и будет равно

$$p_{\text{Г}_1} = p_{\text{н}} \frac{\Omega_{\text{нач}}}{\Omega_{\text{нач}} + Q_{\text{н}_1}}. \quad (III.13)$$

Величиной этого изменения в большинстве случаев, по-видимому, можно пренебречь, поскольку для начального этапа $Q_{\text{н}_1}$ значительно меньше газонасыщенного объема $\Omega_{\text{нач}}$. Кроме того, это увеличение объема газовой части залежи может быть частично или полностью компенсировано выделением газа из всей нефтяной оторочки (в том числе и на неразрабатываемых участках, поскольку падение пластового давления распространяется и на них).

Давление на текущем контуре газоносности составит

$$p_{\text{тек. Г}_1} = p_{\text{Г}_1} - \Delta p_1, \quad (III.14)$$

$$q_{\text{доб. н. ср}} = (Q_{\text{нв}_1} + Q_{\text{нг}_1}) / \Delta t_1. \quad (\text{III.15})$$

где $q_{\text{доб. н. ср}}$ — средний темп добычи нефти за рассматриваемое время.

Таким образом, при принятом равномерном нарастании изменений давления на начальных контурах газоносности и нефтеносности расчетного участка нефтяной оторочки в течение интервала времени Δt_1 могут быть рассчитаны положение контуров газоносности и нефтеносности и текущие пластовые давления на них.

Если при этом расчетный темп отбора нефти из рассматриваемого участка оторочки не будет соответствовать заданному, то расчеты перемещения контуров и текущих давлений на них следует повторить, приняв другой темп изменения давления на начальных контурах выбранного участка оторочки. При близких величинах заданного и рассчитанного отборов нефти расчеты в приведенной выше последовательности следует повторить для следующего интервала времени эксплуатации Δt_2 и т. д. до полного совпадения контуров газоносности и нефтеносности.

Если при принятом в расчетах положении ряда скважин на участке нефтяной оторочки окажется в пределах загазованной или обводненной зон в какой-то промежуточный момент времени, то его следует сместить от соответствующего контура газо- или нефтеносности. Оптимальным следует считать такое положение ряда скважин, при котором оба контура подойдут к скважинам одновременно, т. е. не останется невыработанных целиков нефти.

Рассмотренная выше задача относится к случаю, когда отбор нефти задан. Если же требуется определить рациональный отбор нефти из принятого в качестве промышленного объекта участка оторочки, то по рассчитанным на отдельные моменты эксплуатации $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_n$ темпам добычи и средней производительности скважин, определенным на основании промысловых исследований, следует определить требуемое число скважин. Разделив ширину промышленного участка оторочки на полученное расчетом число скважин, определим расстояние между скважинами. Оно не должно быть существенно меньше рационального расстояния, метод определения которого будет изложен ниже. Основным же критерием определения целесообразности установления относительно больших отборов нефти из принятого для оценки участка оторочки является сопоставление затрат на бурение и обустройство скважин со стоимостью нефти, которая может быть добыта (с учетом экономического эффекта от наиболее раннего ее использования в народном хозяйстве).

Выше был подробно рассмотрен метод оценки добывных возможностей участка нефтяной оторочки и определения рационального расположения скважин, когда газ из залежи за время разработки оторочки не добывается, т. е. обеспечены условия совместного проявления газонапорного и водонапорного режимов.

2-й случай — предполагается, что отбор газа будет производиться одновременно с эксплуатацией промышленного участка нефтяной оторочки с соблюдением условия постоянства давления на контуре нефтеносности по тем же формулам упруговодонапорного режима.

Расчеты по прогнозированию перемещения всей кольцевой нефтяной оторочки, когда эксплуатируется только газовая залежь, а добыча нефти производится попутно, по мере подхода ее к газовым скважинам подробно рассмотрены М.Я. Зыкиным¹. Поскольку в методическом плане в эти расчеты (в расчетные формулы и порядок выполнения расчета) не предлагается вносить изменений и дополнений, повторять их нет необходимости.

Следует подчеркнуть, что дополнительный фактический материал по разработке непромышленных нефтяных оторочек подтверждает правильность выполненных ранее оценок возможных масштабов их перемещений при упруговодонапорном режиме и возможной попутной добычи нефти на отдельных, наиболее благоприятных участках.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАССТОЯНИЙ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ В РЯДУ

Если бурение ряда скважин на некотором участке нефтяной оторочки и ее эксплуатация рациональны, то существует некоторое оптимальное расстояние между скважинами в ряду. При большем расстоянии между скважинами на рассматриваемом участке нефтяной оторочки между ними останутся недренированные целики нефти, которые после прекращения эксплуатации будут продвинуты в газовую залежь. Поскольку на путях их перемещения скважины вблизи контура не предусматриваются, целики нефти будут потеряны. Совершенно очевидно, что для доразведки они также интереса не представляют, поскольку оторочка в целом считается непромышленной. При излишне малых расстояниях между скважинами на участке оторочки, признанном промышленным, вследствие взаимодействия скважин добыча нефти будет меньше той, которая могла бы быть получена при равномерном дренировании такого участка. Кроме того, это приведет к увеличению затрат на разведку и разработку.

Оптимальным расстоянием между скважинами $l_{\text{опт}}$ будем считать такое, при котором приток нефти в скважины со стороны контуров равен притоку нефти вдоль оторочки. Принимаем, что на выбранном участке нефтяной оторочки между двумя скважинами контуры газ—нефть и нефть—вода являются линейными. Очевидно, что принятие этого условия не приведет к существенным погрешностям.

Объем добычи нефти, приходящийся на одну скважину при оптимальном их расположении, составит

$$Q_{\text{н. доб}} = Q_{\text{нв}} + Q_{\text{нг}} = mh_{\text{эф}} l_{\text{опт}} (\Delta l_1 \delta_{\text{нв}} + \Delta l_2 \delta_{\text{нг}}), \quad (\text{III.16})$$

где Δl_1 — расстояние от контура водоносности до ряда скважин при оптимальном его положении; Δl_2 — расстояние от контура газоносности до ряда скважин.

¹ Зыкин М.Я. О разработке газовых залежей с нефтяной оторочкой непромышленного значения. — Газовая промышленность, 1966, № 9, с. 6–8.

Приток в скважину вдоль оторочки с одной стороны составил бы $Q_{н.доб}/4$, если бы площадь фильтрации оставалась постоянной за время работы скважины. Поскольку же она в связи со стягиванием контуров постепенно уменьшается, то соответственно односторонний приток в скважину вдоль оторочки будет несколько меньше.

Давление в конце разработки p_k , время продвижения контуров и средний дебит за время разработки были определены ранее. Пренебрегаем временем распространения депрессионной воронки вдоль оторочки до контура $l_{опт}$ и считаем также приток нефти установившимся на участке оторочки до контуров. Тогда задаемся интервалом времени разработки Δt_1 и определяем приток воды в нефтяную оторочку

$$Q_{в1} = \sigma k_{нв} A \Delta p_1 \Delta t_1, \quad (III.17)$$

где $k_{нв}$ — совокупный поправочный коэффициент на нестационарный характер притока воды.

Определив радиус обводненной зоны

$$r_{в1} = \sqrt{\frac{(\pi R_n^2 h - Q_{в1}) / \delta_{нв}}{\pi h}}, \quad (III.18)$$

найдем потери давления при продвижении воды в зоне вытесненной нефтяной оторочки

$$\Delta p_{ст} = q_{в1} / k_{нв} A_1 \quad (III.19)$$

и давление на текущем контуре

$$p_{тек в1} = p_n - \Delta p_1 - \Delta p_{см1}. \quad (III.20)$$

Определим количество нефти, которое могло пройти через контур газоносности под действием перепада Δp_1 в течение времени Δt_1

$$Q_{н1} = \sigma k_{нн} A_n \Delta p_1 \Delta t_1. \quad (III.21)$$

В случае вытеснения такого количества нефти газом (если газ из газовой залежи не отбирался) при коэффициенте вытеснения $\delta_{нг}$ она займет объем $Q_{н1} / \delta_{нг}$, и радиус контура газоносности составит

$$r = \sqrt{\frac{(\pi R_r^2 h_{эф} + Q_{н1}) / \delta_{нг}}{\pi h_{эф}}}. \quad (III.22)$$

При увеличении объема порового пространства на величину $Q_{н1}$ давление в залежи снизится на величину

$$\Delta p_r = p_n \left(1 - \frac{\Omega_{нач}}{\Omega_{нач} + Q_n} \right), \quad (III.23)$$

и давление на текущем контуре газоносности составит

$$p_{\text{тек.г}_1} = p_H - \Delta p_1 - \Delta p_r. \quad (III.24)$$

Таким образом, при равномерном нарастании депрессии Δp_1 на контурах газоносности и водоносности в течение времени Δt_1 определено текущее положение контуров и давления на них, а также общая добыча нефти за счет вытеснения ее как водой, так и газом, и средний темп добычи нефти из оторочки за рассматриваемый интервал времени

$$Q_{H_1} = Q_{HВ_1} + Q_{HГ_1}, \quad (III.25)$$

$$q_{H_1} = (Q_{HВ_1} + Q_{HГ_1}) / \Delta t_1. \quad (III.26)$$

Выполнив такие расчеты последовательно для нескольких интервалов времени Δt , определим оптимальное положение ряда скважин (т. е. величины Δl_1 и Δl_2) и время прекращения эксплуатации (Δt_K), или время одновременного подхода контуров к ряду скважин.

По полученным данным, если расчетный темп добычи (III.26) согласуется с заданным, можно определить общую добычу нефти на одну скважину.

$$Q_{H.скв} = Q_{H_1} / n_{скв}. \quad (III.27)$$

В связи с принятым условием о том, что при оптимальном расстоянии между скважинами приток нефти со стороны контуров, считающихся линейными, равен притоку вдоль оторочки, справедливым должно быть следующее равенство (контур принимается посередине расстояния между скважинами при оптимальном их положении) :

$$\frac{Q_{H.скв}}{4\Delta t_K} = \frac{k_{Hф}}{\mu_{H.г}} \frac{p_H - p_K}{2l_{опт}} m h_{эф} b, \quad (III.28)$$

где Δt_K — время подхода контуров к ряду скважин при оптимальном его положении, с; $k_{Hф}$ — проницаемость для газированной нефти при фильтрации ее вдоль оторочки, 10^{-12} м²; $\mu_{Hг}$ — вязкость газированной нефти, 0,001 Па · с; b — ширина оторочки, см.

$$Q_{H.скв} = \frac{2k_{Hф} (p_H - p_K) m b h_{эф} \Delta t_K}{\mu_{Hг} l_{опт}}. \quad (III.29)$$

Приравнивая правые части равенств (III.16) и (III.29), получим

$$\frac{2k_{Hф} (p_H - p_K) m b h_{эф} \Delta t_K}{\mu_{Hг} l_{опт}} = m h l_{опт} (\Delta l_1 \delta_{HВ} + \Delta l_2 \delta_{HГ}), \quad (III.30)$$

откуда

$$l_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{2k_{\text{нф}}(\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{к}}) b \Delta t_{\text{к}}}{\mu_{\text{нг}} (\Delta l_1 \delta_{\text{нв}} + \Delta l_2 \delta_{\text{нг}})}} \quad (\text{III.31})$$

Формула (III.31) является, таким образом, расчетной для определения рационального расстояния между скважинами в ряду на участке нефтяной оторочки.

В заключение назовем основные положения рациональной методики разведки газовых залежей с нефтяной оторочкой.

1. При выявлении нефтяной оторочки, непромышленное значение которой несомненно, необходимо проводить дальнейшую разведку только газовой залежи с применением рациональной методики разведки с учетом современных принципов разработки.

2. При самостоятельном промышленном значении нефтяной оторочки в первую очередь должна быть произведена ее детальная разведка; разведка же газовой части залежи должна быть прекращена или проводиться попутно с разведкой нижележащих залежей.

3. Приближенная оценка промышленного значения крыльевых нефтяных оторочек может быть выполнена по величине извлекаемых запасов нефти в пределах участков с полным насыщением нефтью.

4. При сложном геологическом строении продуктивных горизонтов и смещении нефтяных оторочек на крыло поднятий рационально размещение разведочных скважин поперечными короткошаговыми профилями. Это обеспечивает возможность более надежного определения положения контактов, сообщаемости отдельных продуктивных пластов, обоснованного выделения объектов подсчета запасов и разработки.

5. При разведке узких нефтяных оторочек, на которых при разработке может быть размещен только один ряд скважин, необходимо при заложении разведочных скважин учитывать возможность их использования для продолжительной эксплуатации. Обоснован расчетный метод определения рационального расположения скважин при одновременном проявлении упруговодонапорного и газонапорного режимов.

6. Обоснован расчетный способ определения рациональных расстояний между скважинами в ряду на участке крыльевой нефтяной оторочки. В случае однородного продуктивного пласта при этом обеспечивают условия равномерного дренирования участков нефтяной оторочки между соседними скважинами к моменту подхода к ним газа или воды.

Глава IV. ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ КОНДЕНСАТА

§ 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА МЕТОДИКИ РАЗВЕДКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Методика разведки газоконденсатных залежей отличается от методики разведки чисто газовых, нефтяных и нефтегазовых месторождений и в настоящее время практически не разработана. С точки зрения получения надежных данных для проектирования разработки к разведке газоконденсатных месторождений предъявляется обычно одно дополнительное условие — получение достоверной характеристики газоконденсата (определение выхода конденсата при различных условиях, потенциального его содержания в газе, изотерм конденсации, физико-химических свойств конденсата и др.)¹. Это, безусловно, очень важная характеристика, но она не исчерпывает всей полноты вопроса методики разведки газоконденсатных месторождений.

В связи с тем что при разработке газоконденсатных месторождений важнейшей задачей является максимально возможное извлечение конденсата из залежей при удовлетворительных экономических показателях, необходимо с достаточно высокой точностью знать их геолого-промысловые параметры и, прежде всего, величины проницаемости и эффективной мощности продуктивных пластов, их изменчивость в пределах залежей, выдержанность и сообщаемость отдельных продуктивных пропластков. Только при наличии этих данных можно составить достоверную геолого-газогидродинамическую модель месторождения и надежно прогнозировать изменение пластового давления и отработку отдельных частей продуктивного пласта по разрезу и по площади.

Для получения этих данных и построения достоверных карт изменения параметров газоконденсатных залежей требуется пробурить относительно большее (ориентировочно в 1,5—2 раза) число скважин, чем при разведке чисто газовых месторождений. При этом следует более детально изучать керновый материал и проводить более полный комплекс геофизических, газодинамических и газоконденсатных исследований в скважинах.

При разведке газовых и газоконденсатных месторождений ускоренными методами детальное выяснение всех геолого-промысловых параметров не проводится. Для обоснованного подсчета запасов по падению пластового давления выявляются лишь общие закономерности в изменении коллекторских свойств и условия гидродинамической связи объекта по площади и по разрезу. Это означает, что разведочное бурение на таких месторождениях до ввода их в ОПЭ может быть проведено в меньшем объеме, большая часть исследований и определений параметров залежей

Инструкция по исследованию газоконденсатных месторождений на газоконденсатность. М., Недра, 1975.

осуществляется в процессе ОПЭ. Так, при разведке газовой залежи тульского горизонта Колотовского месторождения, приуроченной к резко невыдержанным коллекторам, границы отдельных линз, имеющих весьма слабую газодинамическую связь, не были выявлены. Был установлен только сам факт линзовидного строения залежи. Геолого-промысловые параметры отдельных участков залежи, их границы и степень сообщаемости были уточнены по данным о характере распределения пластового давления в процессе ОПЭ, при этом между отдельными участками залежи перепад давления превышал 10 МПа. Очевидно, что при изучении таким методом газоконденсатных залежей с высоким содержанием конденсата большая часть его будет потеряна, прежде чем будут получены достоверные геолого-промысловые данные по детальному строению залежи.

Разведка Ефремовского газоконденсатного месторождения, несмотря на наличие довольно больших запасов конденсата и весьма сложное геологическое строение, проводилась с применением ускоренных методов, как обычного газового.

Высокое содержание конденсата на Вуктыльском месторождении и большие его запасы не изменили принципиального подхода к методике и детальности разведки этого месторождения. Исключительно большая потребность в газе европейской части страны и высокая эффективность его использования обусловили экономическую целесообразность разработки этого месторождения без применения силовых методов, т. е. как обычного газового месторождения. Такой подход к оценке относительного промышленного значения газа и конденсата на этом месторождении принципиально определился уже в процессе разведки месторождения. Поэтому основное отличие комплекса исследовательских работ при разведке этого месторождения заключалось лишь в более полном и качественном проведении исследований на конденсатность.

Большинство вопросов уточнения параметров коллекторов (особенно проницаемости и трещиноватости), а также условий дренирования продуктивной толщи по разрезу и обработки приконтурных слабоизученных частей залежи решалось в начальный период разработки месторождения.

Наиболее детально разведанным газоконденсатным месторождением с высоким содержанием конденсата ($620,5 \text{ см}^3/\text{м}^3$) в нашей стране является Новотроицкое которое специально подготавливалось для разработки с применением сайклинг-процесса. К сожалению, организационно-технические причины не позволили применить сайклинг-процесс на первой стадии разработки, несмотря на то что при разработке на истощение коэффициент извлечения конденсата не превысил 0,36. Применение сайклинг-процесса при последующей разработке Новотроицкого месторождения не дало положительного эффекта — коэффициент конденсатоотдачи увеличился незначительно, в связи с чем затраты на детальную разведку месторождения (большое число приконтурных и законтурных скважин) оказались неоправданными.

Из сказанного следует, что если газоконденсатное месторождение раз-

ведывалось и готовилось к разработке с закачкой вытесняющего агента, а фактически разрабатывается обычным методом на истощение, то оно является переразведанным.

Наиболее крупные газоконденсатные залежи разведуются в нижнемеловом комплексе на месторождениях севера Западной Сибири (Уренгойском, Заполярном, Ямбургском и др.); всего по состоянию на январь 1981 г. открыто 135 газоконденсатных залежей; содержание конденсата в их газе составляет 150—292 г/см³. В начальный период разведки (в 1970 — 1973 гг.) эти залежи рассматривались в качестве наиболее благоприятных объектов для разработки с обратной закачкой газа (или с закачкой газа вышележащей сеноманской залежи). Основанием для таких представлений явилось несколько факторов. Прежде всего, очень высокая обеспеченность газом за счет верхних чисто газовых (или, во всяком случае, с непромышленным содержанием конденсата) залежей сеномана, относительно небольшие глубины залегания и довольно благоприятные геолого-промысловые параметры залежей, позволяющие обеспечить хорошие показатели процесса вытеснения пластового газа сухим. Кроме того, более высокое извлечение конденсата и его наиболее тяжелых фракций обусловлено здесь высокими потребностями в нефтепродуктах.

Первоначально выполненные приближенные расчеты показывали, что экономически выгодно, в частности на Уренгойском месторождении, разрабатывать наиболее крупные газоконденсатные залежи с применением сайклинг-процесса. В связи с этим проектом детальную доразведку газоконденсатных залежей Уренгойского месторождения предусматривалось провести большим числом разведочных скважин, расположив их таким образом, чтобы все они в дальнейшем могли быть использованы в качестве наблюдательных или эксплуатационных. Расстояния между разноименными рядами (т. е. между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин) были приняты равными 22,5 км, а между одноименными скважинами в ряду 500 — 800 м.

В дальнейшем, однако, была уточнена стоимость отдельных элементов затрат, в частности, стоимость системы сбора и распределения газа, стоимость и техническая возможность осуществления закачки, уточнены продуктивная характеристика скважин, их стоимость и величина коэффициента конденсатоотдачи. В результате установлено, что в настоящее время отсутствует техническая возможность применения силовых методов для разработки.

В связи с изменением предполагавшейся ранее системы разработки этих залежей отпала необходимость в бурении около половины намеченных ранее разведочных скважин, поскольку при разработке на истощение не требуется детального знания изменчивости всех параметров, особенно проницаемости и эффективной мощности в пределах всей площади, в том числе в периферийных частях залежей.

Однако предложенный ранее подход к размещению скважин при разведке газоконденсатных залежей Уренгойского месторождения был принципиально правильным. При сложном строении коллекторов почти всех залежей и необходимости обеспечения равномерного снижения пластового

давления для наиболее полного извлечения конденсата изучение всей продуктивной площади разведочным бурением является оправданным. Кроме того, заложение ряда скважин заведомо в приконтурной области для оценки промышленного значения имеющихся нефтяных оторочек позволяет оценить параметры законтурной части залежей в условиях возможного проявления упруговодонапорного режима и опасности неравномерного обводнения залежей в процессе разработки.

Таким образом, требования к объему и достоверности параметров при разведке газоконденсатных месторождений более высоки, чем при разведке чисто газовых месторождений, что обуславливает необходимость проведения разведочного бурения в большем объеме для решения этих дополнительных специфических задач. При расположении разведочных скважин, особенно в случае разработки газоконденсатной залежи с применением методов вытеснения, необходимо учитывать систему размещения скважин. В случае применения обычных методов разработки на истощение в процессе разведки газоконденсатных залежей должны быть определены возможная активность водонапорной системы и особенно опасность селективного обводнения.

§ 2. ТИПИЗАЦИЯ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ КОНДЕНСАТА С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ИХ ДЕТАЛЬНОЙ РАЗВЕДКИ И ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ С ПОДДЕРЖАНИЕМ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Наиболее распространенной среди геологов классификацией газоконденсатных залежей является классификация по содержанию в газе конденсата [28 и др.]. Залежи предлагается разбивать на три группы с содержанием конденсата, $\text{см}^3/\text{м}^3$: I — до 50, II — от 50 до 200, III — свыше 200.

На основании этой классификации, разумеется, с определенной долей условности, могут быть выделены территории преимущественного газонакопления, нефтегазонакопления или газонефтегазонакопления и, следовательно, проектироваться работы по направленным поискам газовых месторождений.

“Правилами разработки газовых и газоконденсатных месторождений” предлагается более дробная разбивка на группы по содержанию стабильного конденсата, $\text{см}^3/\text{м}^3$:

- I — с незначительным содержанием стабильного конденсата — до 10;
- II — с малым содержанием — от 10 до 150;
- III — со средним содержанием — от 150 до 300,
- IV — с высоким содержанием — от 300 до 600,
- V — с очень высоким содержанием — свыше 600.

В зависимости от содержания стабильного конденсата, а также от термодинамической характеристики и геологических условий должен решаться вопрос о способе разработки газоконденсатных месторождений (залежей) — без поддержания или с поддержанием пластового давления.

Для решения вопроса о возможности проведения ОПЭ тех или иных газоконденсатных месторождений наиболее важным является не количество стабильного конденсата в газе, а термодинамическая характеристика пластовой газоконденсатной системы, которая может быть насыщенной, недонасыщенной и перегретой. Перегретая пластовая газоконденсатная система, характеризующаяся тем, что при температуре, близкой пластовой и любом давлении она остается в газовом состоянии, позволяет проводить ОПЭ газоконденсатных залежей как чисто газовых. Недонасыщенная система при снижении пластового давления до определенного значения также остается в газовом состоянии. Следовательно, в этом интервале давлений ОПЭ газоконденсатных залежей будет также проводиться как чисто газовых. В насыщенной системе при снижении пластового давления в пласте сразу же выделяется и теряется конденсат. Эти потери зависят главным образом от потенциального содержания высококипящих углеводородов в газе. Как указывалось¹, "при малом потенциальном содержании $C_5 + \text{выш.}$ потери конденсата невелики (при $50 \text{ см}^3/\text{м}^3$ потери равны $12 \text{ см}^3/\text{м}^3$, при $100 \text{ см}^3/\text{м}^3 - 26 \text{ см}^3/\text{м}^3$), а начиная с содержания $200 \text{ см}^3/\text{м}^3$ потери резко возрастают. Так, при $200 \text{ см}^3/\text{м}^3$ потери составляют $65 \text{ см}^3/\text{м}^3$, при $300 \text{ см}^3/\text{м}^3 - 135 \text{ см}^3/\text{м}^3$, а при $400 \text{ см}^3/\text{м}^3 - 225 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Таким образом, при увеличении содержания в пластовом газе $C_5 + \text{выш.}$ в 8 раз (с 50 до $400 \text{ см}^3/\text{м}^3$) потери возрастают почти в 20 раз".

Отсюда следует, что прежде чем приступить к проектированию ОПЭ газоконденсатных залежей, необходимо установить термодинамическую характеристику пластовой газоконденсатной системы и в случае, если последняя окажется насыщенной, определить возможные пластовые потери конденсата за время ОПЭ. Отметим, что до тех пор, пока в Советском Союзе все газоконденсатные залежи разрабатываются на истощение, подобные рекомендации не имеют практического значения. Они являются, скорее, пожеланием на будущее, когда окажется возможным разрабатывать такие залежи с поддержанием давления.

Способ разработки газоконденсатных залежей зависит, разумеется, не только от характеристики газоконденсатной системы и потенциального содержания конденсата в газе. Важнейшее значение имеет рентабельность добычи конденсата.

§ 3. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К РАЗВЕДКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ КОНДЕНСАТА В СВЯЗИ С СОВРЕМЕННЫМИ ПРИНЦИПАМИ ИХ РАЗРАБОТКИ

Для проектирования рациональной разработки газоконденсатных месторождений достоверность исходных данных должна быть выше, чем в случае газовых месторождений. Задача заключается в том, чтобы основ-

¹ Великовский А.С., Юшкин В.В. Газоконденсатные месторождения. М., ГОСИНТИ, 1959.

ную часть этих данных получить на разведочном этапе. Успешное ее решение возможно только при условии учета всех требований, предъявляемых к каждой разведочной скважине и к разведке газоконденсатных залежей в целом, а также детального изучения особенностей разработки залежей такого типа. Опыт разработки газоконденсатных месторождений позволяет выявить особенности размещения эксплуатационных, а следовательно и разведочных скважин.

Наиболее детально необходимо изучить бурением присводовую часть, где должно быть размещено основное число скважин. В приконтурной части газоконденсатных залежей с небольшими газонасыщенными мощностями и близким положением подстилающих вод (как для пластовых, так и для водоплавающих залежей) следует размещать лишь единичные скважины с целью выявления и изучения нефтяной оторочки, а также для получения конденсатной характеристики приконтурной зоны и выявления особенностей продвижения воды. Работы по разведке и дальнейшей разработке газовых и газоконденсатных месторождений должны объединяться в едином комплексе и представлять собой звенья одного процесса — оценки и освоения месторождения [15, 28]. Будущая система разработки газоконденсатных залежей должна влиять на число и характер размещения разведочных скважин, в связи с чем необходимо уже на разведочном этапе эти показатели увязывать с числом и размещением эксплуатационных скважин. Существенно влияет на эффективность разведки газоконденсатных залежей проведение рационального комплекса исследований в разведочных скважинах, позволяющее получить надежные геолого-промысловые параметры залежи. Исследования газоконденсатных скважин целесообразно проводить по единому согласованному плану разведочных и газодобывающих организаций. Такой подход позволит значительно повысить надежность исходных геолого-промысловых данных для проектирования разработки и снизить затраты на разведочные работы.

Анализ данных разведки газоконденсатных залежей Украины, Северного Кавказа, Западной Сибири и других районов показал, что большинство важных с точки зрения разработки вопросов на этапе разведки остается нерешенным или вообще не изучается. Совершенно недостаточно, в частности, исследуется конденсатная характеристика залежей. Нередко на месторождении по одному-двум исследованиям на конденсатность приходится судить о всей газоконденсатной залежи с крупными запасами газа и конденсата. Естественно, что такой объем информации о конденсатной характеристике и запасах конденсата совершенно недостаточен для проектирования разработки и даже для надежного подсчета запасов. Чтобы составить научно обоснованный проект разработки газоконденсатной залежи, выбрать рациональный технологический режим, способ разработки и необходимое оборудование промысла, нужно иметь достоверные данные по содержанию конденсата в пластовом газе в разных частях залежи, по продуктивности скважин и динамике фазовых превращений.

Опыт разработки газоконденсатных залежей показал, что величина этих параметров и закономерность их изменения зависят от многих геологических факторов. Главным из них являются: наличие или отсут-

ствии нефтяной оторочки, ее тип и возможная величина запасов нефти; физико-литологические особенности пород-коллекторов; наличие в газонасыщенной части разреза остаточной нефти, ее свойства и количество.

Следовательно, для изучения более полных и достоверных данных по содержанию конденсата (особенно его изменению по высоте залежи) комплексные исследования скважин должны проводиться в различных частях залежи (как в своде, так и на крыльях и периклиналях, не менее чем в трех точках по разрезу, а также на участках отсутствия и развития нефтяных оторочек), т. е. степень изученности и категоричность запасов газа и конденсата должны быть одинаковыми.

При разведке многоэтажного газоконденсатного месторождения эта задача значительно усложняется, но здесь так же, как и при разведке многозалежных чисто газовых месторождений, основной задачей является обоснование выбора базового горизонта разведки.

§ 4. ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ И СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Газоконденсатные месторождения, открытые на севере Тюменской области (Уренгойское, Заполярное, Юбилейное, Ямбургское и другие) являются многозалежными. Так, в нижнемеловых отложениях Уренгойского месторождения было выявлено свыше 25 газоконденсатных, а также газоконденсатнонефтяных залежей, связанных с пластами (горизонтами) ПК₂₁, БУ₀, БУ₁₋₂, БУ₅, БУ₈^о, БУ₈, БУ₉, БУ₁₀₋₁₁, БУ₁₁, БУ₁₂, БУ₁₃ и БУ₁₄ в интервале глубин 1780—3050 м (рис. 4). Кроме того, получены притоки газа с конденсатом и нефти из ачимовской пачки, а также из пластов БУ₁₅ и БУ₁₆ на глубинах до 3480 м. Основные запасы конденсатного газа в разрезе нижнего мела связаны с залежами в пластах БУ₁₋₂, БУ₈ — БУ₁₄.

Уренгойское месторождение приурочено к структуре первого порядка — Нижнепурскому мегавалу. В пределах мегавала выделены структуры второго и третьего порядков, в том числе Уренгойский вал. С ним связаны основные залежи газа и нефти в нижнемеловых отложениях на месторождении. В пределах вала выделяются (рис. 5) наиболее приподнятые Северный и Южный купола, а также более пологая центральная приподнятая зона (ЦПЗ) с двумя вершинами, именуемыми, соответственно, средним и центральным поднятиями (районы скв. 104 и скв. 58).

Характеризуя состояние разбуренности нижнемелового комплекса месторождения, необходимо отметить, что на конец 1981 г. было пробурено около 100 скважин. Размещение их первоначально проектировалось единой сеткой по системе взаимопересекающихся профилей [30]. Однако в процессе разведки этот принцип не был выдержан. Скважины оказались неравномерно распределенными по месторождению. Плотной сеткой разбурены Северный и Южный купола, наименее разбурена ЦПЗ и в особенности участок центрального поднятия, прилегающий к скв. 58.

Анализ материалов подсчета запасов и последующей доразведки месторождения показывает, что газоконденсатные залежи продуктивных пластов (горизонтов) изучены слабо. Это прежде всего обусловлено тем, что подход к разведке залежей был по существу таким же, как и к разведке массивной сеноманской залежи [7]. Разведка велась одной сеткой скважин. Применялась площадная система их размещения в нарушение проектной профильной.

Несмотря на то что средняя плотность бурения на нижний неокомский объект разведки месторождения составляла около одной скважины на 18 км² продуктивной площади, газоконденсатные залежи, за редким исключением, нуждаются в доразведке. Основная часть пробуренных разведочных скважин расположена в приконтурной зоне наиболее крупных по площади газоконденсатнонефтяных залежей горизонтов БУ₈ и БУ₁₀₋₁₁, что обусловлено поисками и разведкой нефтяных оторочек. При разведке последних применялась система размещения разведочных

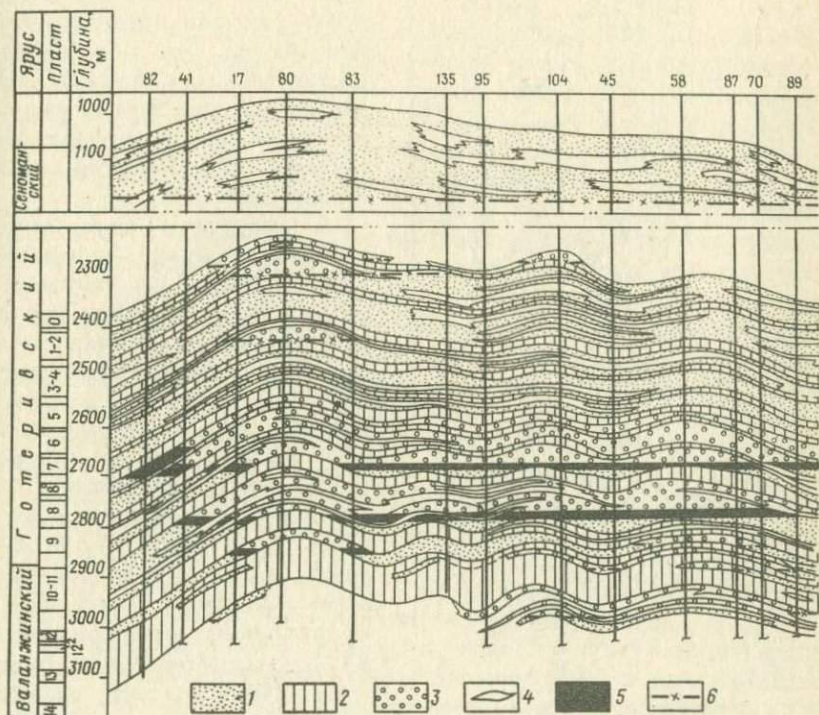


Рис. 4. Уренгойское месторождение. Геологический профильный разрез продуктивных отложений мела по линии скважин 82–89 (см. рис. 5) :

1 — водоносные песчаники, алеволиты; 2 — глинистые покровы; 3 — газовые и газоконденсатные залежи; 4 — внутрипластовые пропластки глин, аргиллитов; 5 — нефтяные оторочки; 6 — ГВК.

0–14 — продуктивные пласты нижнего мела от БУ₀ до БУ₁₄

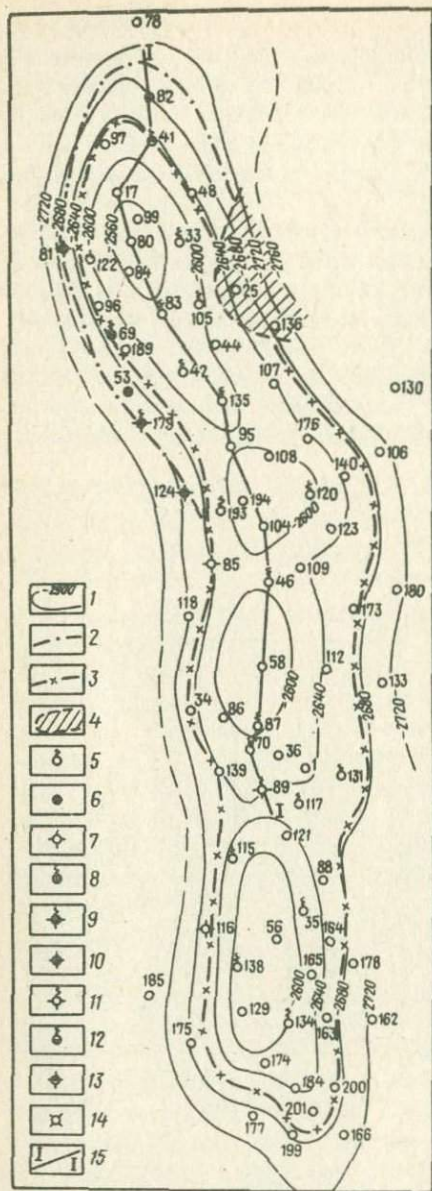


Рис. 5. Уренгойское месторождение. Структурная карта по кровле пласта БУ₈⁰:

1 — изогипсы кровли продуктивного пласта, м; 2 — внешний контур нефтеносности; 3 — внешний контур газоносности; 4 — зона глинизации пласта; результаты опробования скважин: 5 — газ, 6 — нефть, 7 — вода, 8 — газ с нефтью, 9 — газ с нефтью и водой, 10 — нефть с водой, 11 — газ с водой, 12 — газ с примесью нефти, 13 — вода с пленкой нефти, 14 — "сухо"; 15 — линия профиля

скважин по периметру предполагаемой зоны нефтеносности. Одиночные разведочные скважины при этом бурились как независимые на значительных расстояниях друг от друга. Многие из них при этом оказались пробуренными на далеких погружениях Уренгойского вала в законтурной зоне.

В результате примененной методики разведки газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками на разведку последних затрачивалось более половины фонда опробованных скважин. Так, в процессе разведки газоконденсатнонефтяных залежей горизонта БУ₈ его продуктивная часть опробована в 22 скважинах, а водоносная — в четырех. Всего опробовано 26 объектов. Интервал нефтяной оторочки опробован в 12 скважинах. Продуктивная часть горизонта БУ₁₀₋₁₁ опробована в 39 скважинах (55 объектов), законтурная зона в восьми (11 объектов), интервал нефтяной оторочки — в 34 скважинах (39 объектов) и т. п.

Таким образом, можно сделать вывод, что основной объем работ при разведке газоконденсатных залежей некома Уренгойского месторождения был направлен на изучение их нефтяных оторочек. Стройной системы

Показатели	Залежи							
	БУ ₁₋₂	БУ ₅	БУ ₈ ^D	БУ ₈	БУ ₉	БУ ₁₀₋₁₁	БУ ₁₂ ¹	БУ ₁₄
Число продуктивных скважин	4	3	28	22	13	39	14	22
Число исследований конденсата	2	3	5	6	3	9	2	5
Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, м/м ³	74,2	94,5— 11,2	152— 189	109— 190	130	158— 246,6	141,9— 169	245— 292

в расположении опробованных скважин и выборе объектов для опробования не было. Опробование продуктивного разреза велось неоправданно большими интервалами. В среднем на одну пробуренную скважину приходилось по 2,7 объекта опробования. Газоконденсатные части залежей изучались главным образом в присводовых скважинах, в результате их периферийные участки оказались слабо изученными.

По большинству залежей нижнего мела Уренгойского месторождения достоверно не установлены границы газоносности, а также газогидродинамическая изолированность отдельных продуктивных пластов, являющихся объектами подсчета запасов. Например, пласты БУ₈, БУ₉ гидродинамически взаимосвязаны, а запасы по ним подсчитаны отдельно.

Несмотря на то что неокомские залежи Уренгойского месторождения разведываются с 1970 г., содержание конденсата в газе (табл. 2) основывается на единичных замерах. В то же время в ряде продуктивных пластов месторождения установлено по нескольким залежам как с нефтяными оторочками, так и без них (пласты БУ₉, БУ₁₂¹, БУ₁₂², БУ₁₃, БУ₁₄). При этом не каждая залежь того или иного продуктивного пласта охарактеризована исследованиями на газоконденсатность. Так, в пласте БУ₉ не освещены исследования залежь Южного купола, в пласте БУ₁₂¹ залежи ЦПЗ и Южного купола, а в пласте БУ₁₄ — залежь Северного купола. Отсутствуют достоверные исследования по пластам ПК₂₁, БУ₁₂², БУ₁₃.

Имеющиеся данные исследований на конденсатность указывают на различное содержание конденсата даже в пределах одной залежи. Установлено существенное изменение конденсатного фактора в зависимости от высотного положения интервала исследований относительно контакта газ-нефть, а также от площадного расположения исследованной скважины относительно нефтяной оторочки. Так, в зоне нефтяной оторочки залежи пласта БУ₈ содержание конденсата на Северном куполе достигает 190 г/м³ (скв. 17), а в зоне ее отсутствия на юге ЦПЗ уменьшается до 128 г/м³ (скв. 58). В пласте БУ₁₂¹ на Северном куполе в присводовой скв. 80 со-

держание конденсата составляет 142 г/м^3 , а в скв. 83, вскрывшей приконтактную газонефтяную зону, 169 г/м^3 .

Определение среднего потенциального содержания конденсата осложняется не только малым числом измерений конденсатного фактора, но и неравномерным их размещением по залежи. Так, по пласту БУ₈, степень освещенности исследованиями на газоконденсатность которого в целом относительно высока (см. табл. 2), исследованные скважины располагаются по площади залежи крайне неравномерно, в основном на Южном куполе и в ЦПЗ. Газоконденсатная характеристика участка залежи на Северном куполе осталась неизученной. До сих пор недостаточно ясен вопрос о присутствии остаточной нефти в газонасыщенной части залежей неокрома, имеются большие различия в величинах давления начала конденсации по залежам, не установлены основные закономерности изменения коллекторских свойств в приконтурной части залежей, а также параметры законтурной области и состояние приконтактной зоны для оценки возможности продвижения воды.

Таким образом, степень изученности и категоричность запасов газа и конденсата на Уренгойском месторождении существенно различаются.

Выявленные особенности разведки газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных залежей Уренгойского месторождения характерны и для Ямбургского, и для Заполярного месторождений. На двух последних также слабо изучена конденсатная характеристика залежей.

В настоящее время принято решение о разработке нижнемеловых газоконденсатных залежей Уренгойского месторождения на истощение. При этом для газовых залежей с нефтяной оторочкой планируется одновременная добыча конденсата и нефти. Основной задачей доразведки в этой связи является получение обоснованных данных для создания условий равномерной обработки залежи, равномерного снижения пластового давления и рационального использования пластовой энергии для максимального извлечения конденсата. Доразведку газоконденсатных залежей Уренгойского месторождения предполагается вести преимущественно ОЭС.

Подробно мероприятия по доразведке неокромских залежей Уренгойского месторождения рассмотрены в главе VIII.

Сказанное выше можно коротко сформулировать в следующих выводах.

1. Требования к достоверности основных геолого-промысловых параметров (пористость, проницаемость, неоднородность по площади и разрезу, изменение состава пластовых флюидов и газоконденсатного фактора, степень насыщенности пластовой системы) при разведке газоконденсатных залежей более высокие, чем при разведке чисто газовых залежей. Для получения этих данных требуется пробурить в 1,5–2 раза больше скважин, чем при разведке чисто газовых залежей.

2. Рациональная степень разведанности газоконденсатной залежи полностью определяется планируемым методом разработки; если газоконденсатная залежь разведывалась и подготавливалась к разработке с закач-

кой вытесняющего агента, а фактически разработка производится на истощение, то такая залежь будет переразведана.

3. Возможность применения ОПЭ в качестве метода доразведки газоконденсатных залежей определяется прежде всего не количеством стабильного конденсата в газе, а термодинамической характеристикой пластовой газоконденсатной системы. Для насыщенной системы уже в процессе ОПЭ неизбежны значительные потери конденсата, поэтому до проектирования ОПЭ необходимо установить термодинамическую характеристику системы и определить возможные потери конденсата за время ОПЭ.

4. Для получения полных и достоверных данных по содержанию конденсата, изменению его по площади и разрезу комплексные исследования скважины для крупных залежей должны проводиться в свде, на крыльях и периклиналях, на участках развития или отсутствия нефтяных оторочек не менее чем по два-три на скважину.

5. Степень изученности и категоричность запасов газа и конденсата должны быть одинаковыми, что в практике ведения поисково-разведочных работ встречается далеко не всегда.

Глава V. РАЦИОНАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ УСКОРЕННОЙ РАЗВЕДКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

§ 1. ВОПРОСЫ ТИПИЗАЦИИ ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ СЛОЖНОГО СТРОЕНИЯ ПО УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ РАЗВЕДКИ И ПОДГОТОВКИ ИХ К РАЗРАБОТКЕ

В связи с отсутствием твердых принципов создания классификационных схем и разнообразием типов залежей и месторождений разработано большое число (по данным Г.А. Габриэлянца [6], свыше 70) различных классификаций залежей и месторождений.

Следует согласиться с мнением исследователей [17], что классификации по типу ловушек (с точки зрения морфологии и условий их образования), разработанные на основе определения условий формирования залежей и анализа соотношения газа и нефти в резервуарах, не решают задачи повышения эффективности поисков и разведки. Происходит это, как полагают авторы указанной выше работы [17], потому что даже идеальные классификации (генетическая, морфологическая или другие) не могут быть в равной степени применимы как на стадии поисков, так и на стадии разведки. В связи с достаточным четким разграничением целей и задач поисковых и разведочных работ предлагается создать для каждой стадии самостоятельные классификационные схемы, при этом из многообразных свойств залежей нужно выбрать те параметры, которые определяют условия проведения геологоразведочных работ на данной стадии.

При региональных поисковых работах для выявления ловушек необходимо прежде всего знать условия их образования. Поэтому для практического применения преимущественное значение имеет генетическая классификация ловушек, базирующаяся на определении процессов, обусловивших их образование.

На этапе разведочных работ число и оптимальная система размещения скважин определяются объемом и формой ловушки, степенью неоднородности коллекторов и фазовым состоянием углеводородов в залежах (газовые, газоконденсатные, газонефтеконденсатные). Достаточно обоснованная система размещения скважин может быть предложена прежде всего на основе морфологических характеристик (параметров ловушки, ее конфигурации и объема, изменении величины газонасыщенного объема по высоте и площади ловушек). Для этого может быть использована классификация, основанная на систематизации и группировании ловушек по типам объемных моделируемых форм, аппроксимируемых различными геометрическими телами. В тех случаях, когда геометрия формы ловушки одним элементом невозможна, рекомендуется использовать комбинации геометрических тел, близких по форме и объему к отдельным частям ловушек. Создание объемных моделей залежей в целом, безусловно, полезный прием, позволяющий обоснованно производить зало-

жение разведочных скважин для равномерного изучения залежей и избежания переразведанности участков, которые не обеспечат существенного прироста запасов газа. Однако систематизация ловушек и залежей сложного строения только по объемным моделируемым формам не обеспечивает условий качественного проведения разведки и подготовки залежей к разработке. При разведке газоконденсатных и газонефтяных залежей определяющим, кроме того, является изучение содержания конденсата в различных частях залежи, промышленного значения нефтяной оторочки и т. д. При доразведке залежей методом ОПЭ и подсчете запасов по падению давления, особенно в случае проявления водонапорного режима, фактор объемного моделирования уже не является определяющим. Основным при этом становится обеспечение необходимого темпа отбора газа, создание из числа разведочных скважин и ОЭС системы контроля за распределением пластового давления в залежах в период ОПЭ, а также наблюдений за проявлением упруговодонапорного режима.

В связи с этим создание единой универсальной типизации газовых и газонефтяных залежей сложного строения представляет значительные методические трудности и вряд ли возможно. В результате разведки залежей и месторождений сложного строения должна быть дана оценка факторов, учтенных в приведенной выше (см. главу I) классификации газовых месторождений и определяющих методику разведки и необходимую степень ее детальности для данного конкретного месторождения.

§ 2. МЕТОДИКА РАЗВЕДКИ НЕБОЛЬШИХ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ)

Число газовых месторождений с запасами, исчисляемыми единицами миллиардов кубометров, достигает в целом по СССР нескольких сотен. В старых газодобывающих районах (Саратовская область, Краснодарский и Ставропольский края) доля таких месторождений составляет 80 % и более. В последние годы с целью ускорения ввода в эксплуатацию таких месторождений в большинстве районов СССР широко применяются рациональные методы разведки с использованием ОПЭ [1, 32 и др.].

Одним из основных районов, где наиболее полно представлены небольшие сложнопостроенные месторождения различных типов, которые, как правило, ускоренно вводились в ОПЭ, а к настоящему времени закончены или заканчиваются разработкой, является Западное Предкавказье. На примере этого района рассмотрим как положительные, так и отрицательные стороны методики проведения поисково-разведочных работ и доразведки небольших залежей методом ОПЭ. Это позволит в дальнейшем избежать типичных ошибок как в этом, так и в других газодобывающих районах СССР.

При ускоренной подготовке небольших месторождений газа к разработке практикуется разделение этапа разведки на две стадии: оценочную и детализационную (доразведки). На оценочной стадии бурением

единичных разведочных скважин осуществляется оперативная подготовка запасов по категории $C_1 + C_2$ и выдаются необходимые данные для проектирования ОПЭ. На второй стадии, после решения вопроса о вводе месторождения в разработку, без бурения дополнительных разведочных скважин производится его доразведка методом ОПЭ для уточнения эксплуатационной характеристики, выяснения особенностей взаимодействия отдельных частей залежей и подсчета запасов по методу падения давления.

В ряде газодобывающих районов с развитой сетью магистральных газопроводов (Нижнее Поволжье, Украина, Предкавказье, Туркмения и др.) после бурения первых разведочных скважин осуществлен ускоренный ввод в разработку многочисленных небольших и средних месторождений на базе запасов категорий C_1 и C_2 с проведением их доразведки с помощью ОПЭ.

Результаты широкого применения ОПЭ подтвердили в общем высокую эффективность ее использования как метода доразведки. Однако детальный анализ применения ОПЭ газовых месторождений для их доразведки показал, что значительная эффективность достигается в основном только на месторождениях относительно простого геологического строения. В то же время небольшие и средние сложнопостроенные газовые месторождения, несмотря на их ускоренный ввод в разработку через ОПЭ, продолжают доразведываться с помощью дополнительных разведочных скважин, причем возможности ОПЭ как метода доразведки практически не используются. Последнее приводит к существенной их переразведанности и очень низкой эффективности геологоразведочных работ, а эксплуатация сложнопостроенных месторождений характеризуется низкими показателями разработки.

В Западном Предкавказье накоплен значительный опыт по ускоренной разведке небольших и средних месторождений газа сложного строения путем совмещения этапов детальной разведки и ОПЭ. За последнее десятилетие с помощью ОПЭ ускоренно введено в разработку более 15 небольших газовых месторождений. При этом ОПЭ большинства сложнопостроенных небольших месторождений в районе проводилась в основном без решения задач их доразведки. В результате после завершения ОПЭ лишь в редких случаях был получен достаточный объем информации для более или менее уверенного решения вопроса о продуктивной характеристике и запасах этих месторождений. Сложность продуктивного разреза, низкое качество сейсмоосновы и стремление разведочных организаций в этих условиях добиться прироста запасов газа промышленных категорий обусловили размещение на небольших месторождениях значительного числа оконтуривающих разведочных скважин даже после ввода их в разработку. Такой подход к доразведке небольших сложнопостроенных месторождений газа в Западном Предкавказье привел к существенной переразведанности всех их при низкой эффективности разведочных работ.

Начиная с 1966 г. в Западном Предкавказье ускоренным способом вводились в разработку практически все (около 20) вновь открываемые месторождения газа.

Эти небольшие месторождения характеризуются значительными глубинами залегания продуктивных горизонтов (до 4600 м на Кузнецовском месторождении), сложными сейсмогеологическими условиями, сильно выраженной неоднородностью продуктивного разреза, аномальным залеганием газа и воды, упруговодонапорным режимом выработки и т. д. Газоносность таких месторождений связана с альб-аптским терригенным комплексом нижнего мела (большая часть), а также с терригенными отложениями верхней (Юбилейное, Южно-Советское) и средней юры (Кузнецовское). Залежи газа приурочены к ловушкам структурного (Митрофановское, Советское, Юбилейное, Повлинское и др.), литологического (Самурское), стратиграфического (Южно-Советское), гидродинамического (Соколовское, Бесскорбненское и др.) и комбинированного (Кавказское, Кузнецовское) типов.

Площадь газоносности рассматриваемых месторождений района колеблется от 2,8 км² (Двубратское) до 17,3 км² (Усть-Лабинское). На месторождениях вскрыто от одного (Двубратское, Ладожское) до пяти (Юбилейное) продуктивных горизонтов.

Несмотря на низкое качество подготовки площадей геофизическими методами значительная часть мелких месторождений района открыта первыми поисковыми скважинами. После получения фонтана газа на площади начиналось бурение разведочных скважин.

Освоение почти всех рассматриваемых небольших месторождений района происходило в три стадии: поисковую, разведочную-оценочную и разведочную-детализационную (ОПЭ), причем стадия доразведки (детализационная) на месторождениях часто неоправданно затягивалась чуть ли не до завершения разработки залежей. После завершения работ поискового этапа (получение промышленного притока газа) на разведочной площади начинались работы оценочного этапа разведки. Разведочные скважины располагались преимущественно по профильной системе. Однако при этом расстояние между ними часто было больше самих залежей газа. В результате значительная часть разведочных скважин оказывалась за контуром газоносности. Так, три залежи газа Советского месторождения были открыты каждая первой поисковой скважиной. На стадиях разведки с целью их оконтуривания здесь пробурили еще 12 скважин, из которых только одна попала в контур газоносности, а остальные 11 оказались непродуктивными. На Митрофановском месторождении, открытом первой поисковой скважиной, для оконтуривания залежи было пробурено еще пять скважин, из которых лишь одна оказалась продуктивной, а четыре попали за контур газоносности. В последующем для доразведки этого месторождения было пробурено еще семь разведочных скважин.

Анализ методики работ по ускоренному освоению небольших сложно-построенных газовых месторождений Западного Предкавказья показал, что в большинстве случаев они вводились в ОПЭ первыми скважинами, давшими продукцию, т. е. при минимальном объеме информации о строении месторождений. Например, Митрофановское месторождение было введено в ОПЭ, когда на нем было пробурено в общей сложности шесть поисково-разведочных скважин, в том числе две продуктивных. На Соко-

ловском месторождении к началу ввода в ОПЭ было четыре разведочных скважины в контуре газоносности, на Советском — три, на Кавказском — одна, на Северо-Кущевском — одна и т. д. Первоначальная оценка запасов небольших месторождений проводилась по категориям C_1 и C_2 объемным методом и запасы утверждались ГКЗ.

Основной задачей ОПЭ являлось уточнение запасов газа по методу падения давления без бурения дополнительных разведочных скважин. Однако ни по одному из рассматриваемых месторождений Западного Предкавказья в процессе ОПЭ не велось систематических геолого-промысловых наблюдений за эксплуатационными скважинами. Анализ полноты и качества комплекса таких наблюдений показал, что он, как правило, нигде не был реализован в полном объеме и на должном методическом уровне (например, при наличии жидкости в продукции скважин не проводились контрольные замеры забойных давлений, отсутствовали наблюдения в скважинах за изменением давления в пласте и т. п.).

В этой связи необходимо отметить, что в процессе ОПЭ почти по всем месторождениям района устьевые давления в действующих скважинах обычно либо не замерялись (Кавказское месторождение), либо замерялись от случая к случаю. Эксплуатационные скважины для исследовательских работ останавливались лишь на 20—40 мин, что в большинстве случаев не обеспечивало стабилизации устьевых давлений. Недостатки в организации промысловых исследований, которыми сопровождалась опытная эксплуатация этих месторождений, сделали практически невозможной оценку степени задренированности отдельных залежей. Слабо освещенным остался характер взаимодействия продуктивных пластов как по площади, так и по разрезу. Совершенно не велась работа по учету влияния водонапорной системы на показатели разработки месторождений. В результате после завершения ОПЭ ни для одного из рассматриваемых месторождений района практически невозможно было дать достоверной оценки запасов по методу падения давления.

В то же время в нарушение методики рациональной разведки небольших газовых месторождений с применением ОПЭ в процессе промышленной эксплуатации велось глубокое разведочное бурение. Так, на Митрофановском месторождении после его ввода в ОПЭ было пробурено семь дополнительных разведочных скважин, на Советском — три, на Соколовском — две, на Кавказском — тринадцать, на Юбилейном — одиннадцать, на Северо-Кущевском десять, на Усть-Лабинском — пять и т. д. При этом большая часть дополнительных разведочных скважин оказалась непродуктивной, попав за контур газоносности. В результате был получен чрезвычайно малый объем информации о строении газоносных частей продуктивных горизонтов этих месторождений.

В связи со стремлением газодобывающих организаций района всемерно форсировать добычу газа из мелких месторождений, эксплуатационное бурение на них проводилось непосредственно с начала ввода в ОПЭ, а иногда за год—два до нее (Соколовское, Советское месторождения). В основном это было обусловлено незначительным использованием разведочных скважин для разработки (в среднем не более 30 %).

В сложных геологических условиях Западного Предкавказья недостаточно качественное проведение разведочных работ (бурение, например, пяти эксплуатационных скважин на Соколовском месторождении — после утверждения запасов газа ГКЗ по материалам семи разведочных скважин — полностью опровергло заложенную в проект разработки схему геологического строения), ранние сроки начала эксплуатационного бурения без учета результатов ОПЭ при заложении скважин привели к тому, что значительная часть эксплуатационных скважин также оказалась за контуром газоносности. Так, на Советском месторождении обе эксплуатационные скважины оказались непродуктивными, хотя до их заложения уже было пробурено 12 поисково-разведочных скважин. На Ладожском и Двубратском месторождениях было пробурено по одной эксплуатационной скважине, обе они попали за контур газоносности. На Соколовском месторождении из пяти эксплуатационных скважин одна также попала за контур залежи. На Бесскорбненском месторождении при наличии десяти поисково-разведочных скважин четыре из 14 эксплуатационных скважин оказались непродуктивными. На Северо-Кущевском месторождении эксплуатационное бурение начато после утверждения запасов ГКЗ. Однако и здесь половина скважин оказалась за контуром газоносности и т. д.

На Митрофановском месторождении пробурено в общей сложности 13 глубоких поисково-разведочных скважин, на Юбилейном — 15, на Советском — 15, на Южно-Советском — 24, на Бесскорбненском — 10, на Соколовском — 9, на Кавказском — 16, на Самурском — 12 и т. д. В то же время вместо ожидаемого прироста запасов газа промышленных категорий они в результате такой детальной доразведки уменьшились почти прямо пропорционально числу дополнительных разведочных скважин. При этом процент погрешности в определении величины запасов газа на конец разработки месторождений по сравнению с первоначальной оценкой запасов объемным методом достигал чрезвычайно больших значений.¹ Так, после завершения оценочной стадии разведки на Юбилейном месторождении (пять продуктивных горизонтов в верхней юре) запасы были утверждены ГКЗ в объеме 16 млрд. м³, в последующем в процессе доразведки они были снижены до 1,183 млрд. м³. На Митрофановском месторождении по материалам предварительной разведки ГКЗ утвердила запасы по категории С₁ в объеме 6,42 млрд. м³, в результате доразведки они уменьшены до 2,6 млрд. м³. На Советском месторождении ГКЗ утвердила по категории С₁ запасы в 1,005 млрд. м³, после доразведки они были снижены до 0,267 млрд. м³. На Бесскорбненском месторождении ГКЗ утвердила по категории С₁ запасы в объеме 2,37 млрд. м³, по данным дополнительных разведочных скважин, а также по результатам эксплуатационного бурения они были уменьшены до 0,493 млрд. м³. На Самурском месторождении по результатам предварительной разведки запасы оценивались по категории С₁ в объеме 10,4 млрд. м³, в последующем при доразведке они были снижены до 0,42 млрд. м³.

¹ Здесь и далее сведения о запасах газа даны по состоянию до 1/1 1982 г.

Затраты на разведку небольших месторождений района достигли крупных величин. Так, на разведку Южно-Советского месторождения (запасы 2,56 млрд. м³) было затрачено 6,8 млн. руб., Митрофановского — 4,96 млн. руб., Усть-Лабинского (запасы 1,9 млрд. м³) — 4,26 млн. руб. Себестоимость газа на промысле в этой связи оказалась достаточно высокой от 1,60 руб/1000 м³ (Южно-Советское) до 2,0 руб/1000 м³ (Усть-Лабинское).

Таким образом, анализ практики доразведки небольших сложнопостроенных месторождений Западного Предкавказья показывает, что хотя при их освоении применялся ускоренный ввод в разработку с помощью ОПЭ, их доразведка осуществлялась в основном разведочным бурением. Опытно-промышленная эксплуатация месторождений велась в отрыве от задач доразведки. При доразведке сложнопостроенных месторождений газа путем бурения дополнительных разведочных скважин проводилось детальное оконтуривание залежей, что в корне противоречит основному принципу рациональных методов промышленной разведки газовых месторождений [28].

Разумеется, сложные геологические условия газовых месторождений увеличивают объем задач, решаемых с помощью разведочного бурения. Но вместе с тем нельзя считать допустимым положение, при котором небольшое месторождение, типа Южно-Советского, готовится к разработке таким же числом скважин, как, например, крупное Мирненское.

Сокращение числа скважин при разведке небольших сложнопостроенных залежей (месторождений) в обустроенном районе может быть достигнуто за счет завершения разведочных работ оценочной стадией (при наличии одной—двух продуктивных скважин). При таком уровне изученности рекомендуется вводить залежь (месторождение) в ОПЭ. Для того чтобы максимально использовать возможности ОПЭ как метода доразведки, необходимо полное и качественное проведение рационального комплекса промыслово-геологических наблюдений.

ОПЭ небольших залежей следует осуществлять на базе продуктивных разведочных скважин, переданных в разработку. Эксплуатационное бурение целесообразно только по завершении ОПЭ и получении результатов, подтверждающих необходимость его проведения. В случае установления по данным ОПЭ значительного увеличения запасов и площади газоносности, доразведывать мелкие месторождения следует дополнительными ОЭС. Для контроля за распределением давления и продвижением воды в залежь в период ОПЭ нужно использовать поисковые и разведочные законтурные скважины, а также скважины, не пригодные для эксплуатации и ОЭС, подключение которых задерживается.

Подсчет запасов газа небольших сложнопостроенных залежей (месторождений) для утверждения ГКЗ СССР, как правило, целесообразно проводить по методу падения давления после завершения ОПЭ.

Обоснованные выше мероприятия по совершенствованию методики разведки небольших сложнопостроенных месторождений газа могут существенно сократить сроки их разведки и повысить качество подготовки к разработке.

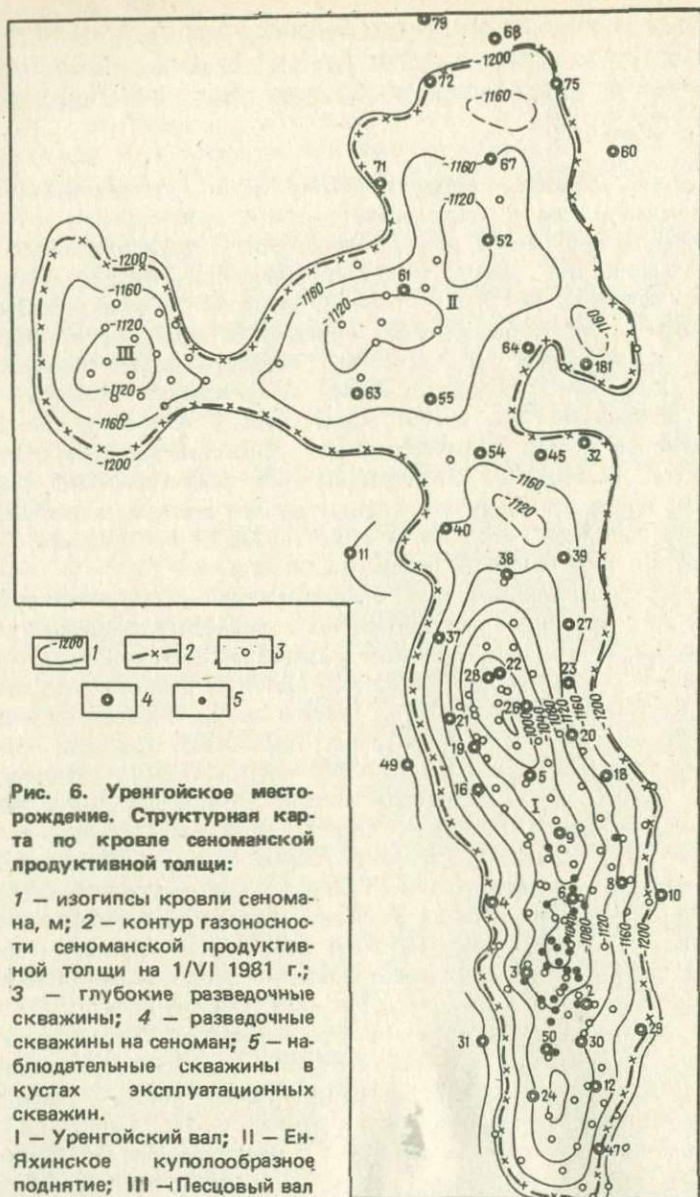
§ 3. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ УСКОРЕННОЙ ДОРАЗВЕДКИ КРУПНЫХ И УНИКАЛЬНЫХ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА ОПЕРЕЖАЮЩИМИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМИ СКВАЖИНАМИ (НА ПРИМЕРЕ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ГАЗА УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

С целью ускорения ввода в эксплуатацию крупных и уникальных месторождений газа с сохранением высоких требований к их разведке было предложено так же, как для небольших и средних по запасам залежей, разделить этап разведки на две стадии: оценочную и детализационную (доразведка) [4, 18]. На первой, оценочной, стадии разведки бурением редкой сетки разведочных скважин осуществляется подготовка запасов по категории C_1 . При этом проверяется достоверность сейсмоосновы, выясняются основные черты тектонического строения, определяется положение ГВК, дается общая оценка коллекторских свойств продуктивной толщи и распределения эффективных газонасыщенных мощностей, оценивается эксплуатационная характеристика пластов и скважин. Кроме того, изучается водонапорная система, решается вопрос о наличии нефтяной оторочки. В итоге выдаются необходимые сведения для подсчета запасов и проектирования разработки.

На второй, детализационной, стадии разведки после решения вопроса о вводе того или иного месторождения в разработку предусматривается его доразведка с целью уточнения запасов и геологического строения. Для мелких и средних месторождений простого строения основным методом доразведки является ОПЭ, причем вопросы доразведки решаются без бурения разведочных скважин. Доразведка крупных и уникальных залежей и месторождений, в особенности сложного строения, в связи с их длительным и поэтапным вводом в разработку не может быть проведена методом ОПЭ ввиду относительной кратковременности ОПЭ (два—три года), а также увеличения объема задач, решаемых на детализационной стадии разведки таких залежей и месторождений. С целью совершенствования методики их разведки (имея в виду сокращение числа разведочных скважин) решение задач доразведки крупных и уникальных месторождений целесообразно проводить в основном путем бурения ОЭС, а также опережающих наблюдательных скважин [4, и др.].

При доразведке отдельных участков залежей в ОЭС допускается отбор керна с целью уточнения коллекторских свойств продуктивной толщи, поинтервальное опробование продуктивных пачек, уточнение возможности проявления водонапорного режима и т. п. Все это в комплексе с бурением единичных разведочных и опережающих наблюдательных скважин в зонах, не охваченных проектным эксплуатационным бурением, позволило бы получить в достаточной степени обоснованные материалы для уточнения деталей геологического строения и запасов разведываемых уникальных залежей и месторождений газа, обеспечения их эффективной разработки.

Рациональные объемы опережающего эксплуатационного бурения зависят от сложности геологического строения месторождений газа и дол-



жны определяться для каждого конкретного случая. Метод расчета числа ОЭС для сложнопостроенных залежей и месторождений газа приведен в главе II.

Определенный опыт по методике размещения ОЭС имеется на крупном газовом месторождении Кирпичли в Туркмении. В целом же методика

разведки таких месторождений с запасами, подсчитанными по разреженной сетке разведочных скважин, ОЭС требует совершенствования. Она рассматривается на примере сеноманской залежи газа Уренгойского мнгозалежного месторождения. Известно, что эта уникальная залежь газа разведывалась как первый этаж разведки ускоренным способом по редкой сетке разведочных скважин. В процессе разведки был выполнен объем разведочных работ оценочной стадии.

Как уже отмечалось, Уренгойское месторождение приурочено к структуре первого порядка — Нижнепурскому мегавалу. Оно расположено в центральной части мегавала и связано с двумя крупными структурами второго порядка — Уренгойским валообразным и Ен-Яхинским куполовидным поднятиями. На западе мегавал через седловину сочленяется с Песцовым валом (рис. 6). Сеноманская залежь газа — одна из крупнейших в СССР.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ЗАЛЕЖИ

По состоянию на 1/1 1981 г. на Уренгойском месторождении (без Песцовой части) пробурено 157 разведочных скважин, в том числе на сеноман 51 скважина. Средняя плотность разбуренности сеноманской залежи разведочными скважинами (с учетом глубоких скважин) на 1/1 1981 г. составляет 33,1 км²/скв. Наименее разбурен Ен-Яхинский купол — 126,4 км²/скв. Лучше изучен Уренгойский вал — 20,8 км²/скв. Для сравнения укажем, что разбуренность разведочными скважинами Северо-Ставропольского месторождения газа равна 14 км²/скв., а месторождения Газли — 11 км²/скв.

Необходимо подчеркнуть, что в результате неравномерного размещения разведочных скважин по площади (в особенности глубоких разведочных скважин на неоком) даже на Уренгойском относительно плотно разбуренном валу имеются обширные участки сеноманской залежи площадью до 350 км², на которых не пробурено ни одной разведочной скважины (например, участок залежи, ограниченный скв. 38, 82, 41, 97, 37, площадью около 150 км² и т. п., см. рис. 6). В связи с этим следует отметить, что при разведке неокома на Уренгойском месторождении не учитывалась необходимость доразведки сеноманской залежи. В результате пробурено 26 двоярных скважин, иногда по три—четыре скважины бывают размещены на залежи плотными группами. Такое неудачное размещение с точки зрения доразведки сеноманской залежи существенно уменьшает геологическую информативность глубоких скважин и требует дополнительных буровых работ по изучению геологического строения сеноманской залежи в зоне проектируемого эксплуатационного бурения.

С 1974 г. на месторождении началось эксплуатационное бурение на сеноман. На 1/V 1981 г. полностью разбурены кусты УКПГ-1, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-5, завершается бурение скважин в кустах УКПГ-6. Практически в каждом кусте УКПГ-1—3 согласно проекту разработки пробурены одна наблюдательная скважина со вскрытием ГВК и пять эксплуатационных, не вскрывающих ГВК. Всего на 1/X 1981 г. пробурено более

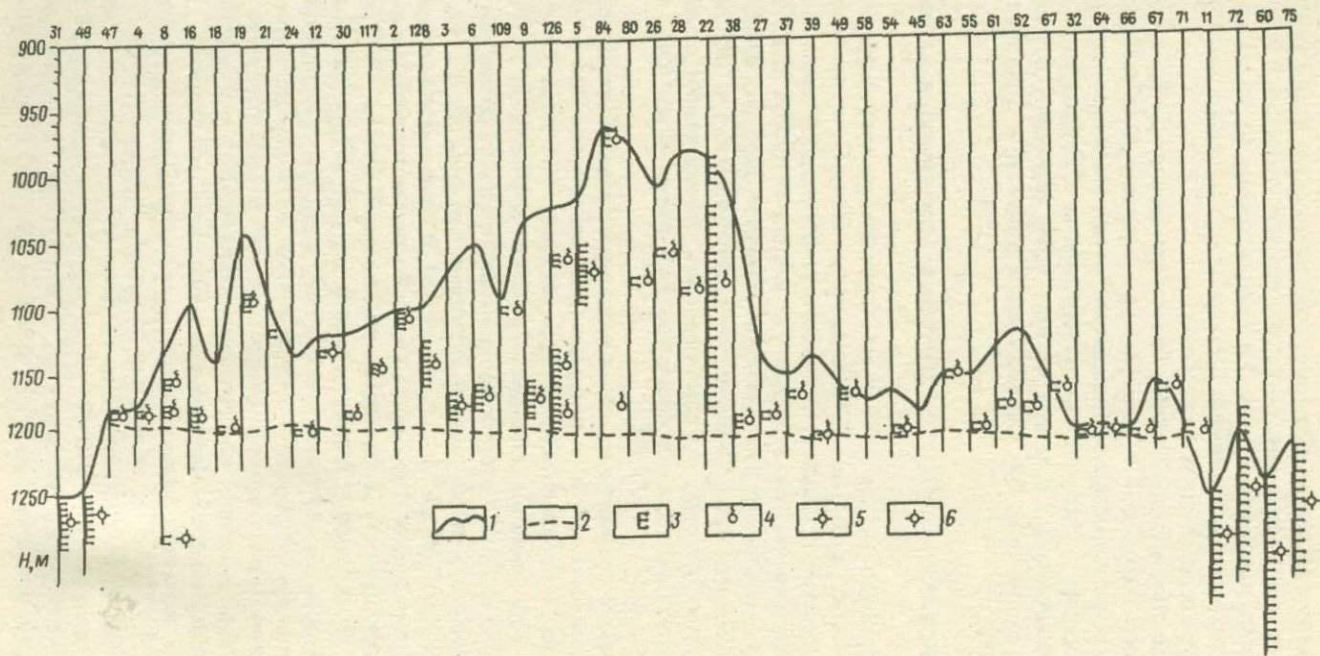


Рис. 7. Уренгойское месторождение. Схема опробования сеноманской продуктивной толщи в разведочных скважинах:
 1 — кровля сеноманской продуктивной толщи; 2 — ГВК; 3 — интервал перфорации; результаты опробования: 4 — газ, 5 — газ с пластовой водой, 6 — пластовая вода

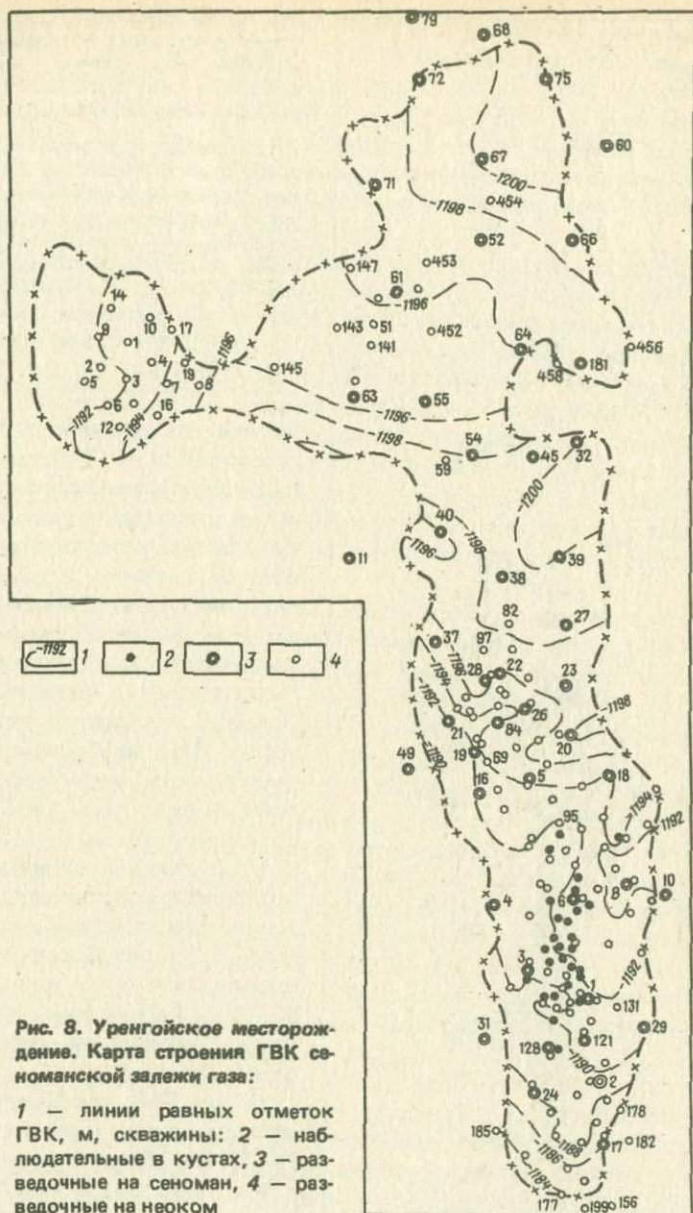


Рис. 8. Уренгойское месторождение. Карта строения ГVK сеноманской залежи газа:

1 — линии равных отметок ГVK, м, скважины: 2 — наблюдательные в кустах, 3 — разведочные на сеноман, 4 — разведочные на неоком

160 эксплуатационных и наблюдательных скважин. Сеноманская залежь введена в эксплуатацию в апреле 1978 г.

Из 157 разведочных скважин, вскрывших сеноманскую продуктивную толщу, она опробована лишь в 49 (рис. 7). При этом 42 скважины опро-

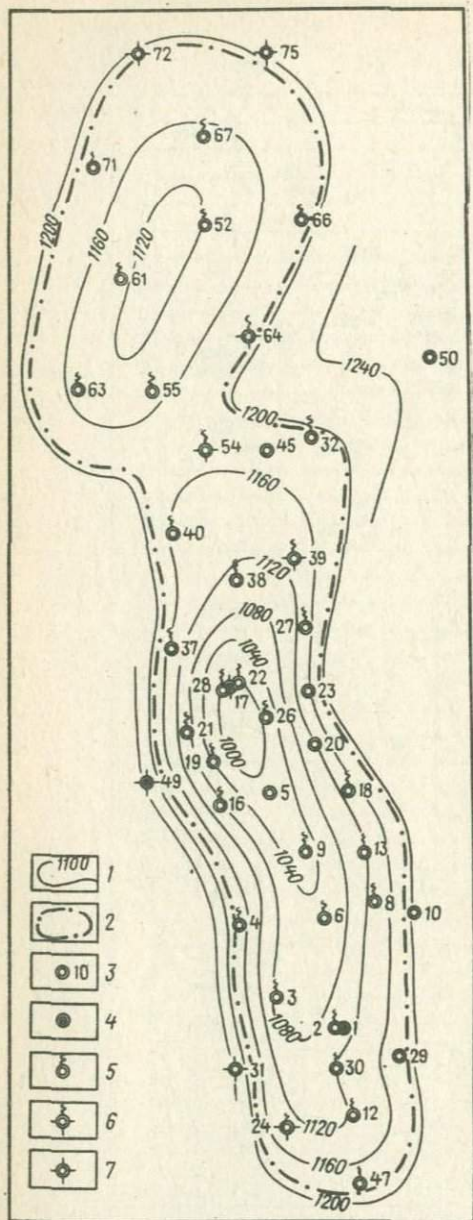


Рис. 9. Уренгойское месторождение. Структурная карта по кровле сеноманской продуктивной толщи по состоянию на 1/II 1970 г. (по Н.Ф. Бересневу, С.А. Федорцовоу) :

1 — изогипсы кровли сеноманской продуктивной толщи, м; 2 — контур газоносности сеноманской толщи по состоянию на 1/II 1970 г.; скважины: 3 — разведочные на сеноман, 4 — глубокие разведочные на неоком, 5 — давшие при опробовании газ, 6 — давшие при опробовании газ с водой, 7 — давшие пластовую воду

брованы в пределах контура газоносности, в 37 скважинах при опробовании получен сухой газ, а в четырех — газ с водой. На Уренгойском валу опробовано 37 скважин, в том числе пять законтурных, на Ен-Яхинском куполе — 12 скважин, в том числе три законтурных. Расположение опробованных скважин по залежи неравномерно. Так, наиболее продуктивная часть сеноманской залежи (между скв. 135 и 38) площадью 800 км² опробована в 10 скважинах, причем зона предполагаемого эксплуатационного разбуривания в присводовой части опробована лишь в четырех скважинах (скв. 5, 84, 80, 22). Значительные участки залежи вообще не освещены опробованием.

Зона ГВК опробована на месторождении только в скв. 24, 39, 54, 181, где получен газ с пластовой водой. При этом в скв. 24 газ с незначительным количеством воды получен из интервала, расположенного

на 7 м ниже принимаемого по промыслово-геофизическим данным уровня ГВК, а в скв. 54 — из интервала на 4 м выше ГВК. Кроме того, в 16 скважинах опробовались приконтактные газонасыщенные интервалы сенома-

на, находящиеся не более чем на 10 м выше поверхности принимаемого по геофизике ГВК. При этом обращает на себя внимание тот факт, что ни в одной из опробованных в приконтактной зоне (выше ГВК) скважин не было получено признаков пластовой воды. Лишь в скв. 55, в интервале, находящемся на 9 м выше ГВК, на штуцерах более 18 мм была отмечена повышенная влажность газа, а в скв. 64 из интервала, соответствующего принятому по геофизике ГВК, при исследовании на штуцерах 12–16 мм выносилось незначительное количество воды.

Приведенные материалы свидетельствуют о слабой освещенности опробованием зоны ГВК сеноманской залежи. Притоки сухого газа из интервала ГВК более чем в десяти разведочных скважинах приводят к мысли о том, что при отбивке ГВК по геофизическим данным допускается завышение уровня контакта относительно его фактического положения. В связи с этим не исключена возможность наличия в интервале ГВК сеноманской залежи переходной низкоомной газонасыщенной зоны значительной мощности. По результатам бурения и опробования скв. 16, 24 и 39 возможная мощность этой переходной зоны оценивается в 15–20 м. Для повышения достоверности проведения ГВК необходимо, видимо, поинтервальное опробование зоны ГВК в процессе доразведки сеноманской залежи.

Изучение морфологии ГВК сеноманской залежи по промыслово-геофизическим материалам по состоянию изученности на 1/1 1979 г. показало сложную криволинейную форму газоводяного раздела (рис. 8). ГВК погружается с юга на север от отметки –1184 м до отметки –1201 м. Наклон его установлен и в направлении с запада на восток. При этом, например, в центральной части залежи в профиле скв. 49, 19, 83, 105, 20 отметки ГВК изменяются от –1190 м до –1197 м (см. рис. 8). Необходимо также отметить, что в районе структурного сочленения Ен-Яхинского купола с Уренгойским валом нарушается закономерность общего погружения поверхности ГВК в северном направлении. Так, в профиле скв. 54, 55, 141 отмечено некоторое воздымание ГВК с юга на север от отметки –1199 м до отметки –1194 м (см. рис. 8). Затем в профиле скв. 141, 51, 61, 67, 75 ГВК вновь погружается на север до отметки –1201 м. Причина подобной аномалии в его положении однозначно пока не установлена.

Сеноманская водонапорная система Уренгойского месторождения изучена в восьми законтурных скважинах (скв. 11, 14, 15, 31, 49, 60, 72, 75) и одной внутриконтурной (скв. 8). Достоверный замер статического уровня пластовой воды не был произведен ни в одной из опробованных скважин. Глубинная проба воды отобрана лишь в скв. 8. В целом водонапорная система сеномана на месторождении изучена слабо.

Сеноманская залежь газа оконтурена в основном схематично. Особенно это относится к западной части Ен-Яхинского купола, где расстояние между разведочными скважинами достигает 100 км, а также к восточной части Уренгойского вала, где скв. 32 и 130 отстоят друг от друга более чем на 50 км. В 1979 г. были получены данные о том, что Песцовое месторождение по сеноману является составной частью Уренгойского с еди-

ным ГВК; не исключена также возможность аналогичного объединения с Уренгойским месторождением и Северо-Уренгойского.

Анализ структурных карт, построенных на различные даты подсчета запасов, проектирования разработки и выполнения настоящей работы, показывает, что со времени подсчета запасов в 1970 г. существенных изменений в представлении о строении складки по кровле сеномана центральной части Уренгойского месторождения не произошло (рис. 9). Существенно изменились с тех пор представления о структурном плане сеномана на Южном куполе Уренгойского вала (район скв. 138, 174, 184), западном и восточном крыльях Ен-Яхинского купола (район скв. 145, 181, 458). Кроме того, установлена структурная связь Ен-Яхинского поднятия с Песцовым валом. На этих участках сеноманской залежи зафиксировано увеличение эффективных газонасыщенных мощностей.

ХАРАКТЕР НЕОДНОРОДНОСТИ СЕНОМАНСКОЙ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для освоения и быстреего ввода в разработку крупнейших и уникальных залежей газа и нефти севера Тюменской области и, в частности Уренгойской сеноманской газовой залежи, необходимо целенаправленное и эффективное изучение продуктивного разреза, отличающегося сложностью и неоднородностью. Опыт эксплуатационного разбуривания сеномана соседнего с Уренгойским и идентичного по строению месторождения Медвежье показывает, что не редко прогнозы о строении продуктивной толщи несоответствуют фактической ее модели.

Мощная разновозрастная терригенная толща сеномана Уренгойского месторождения не содержит в газонасыщенной части разреза достаточно надежных для корреляции реперов. Несмотря на преобладание в разрезе продуктивной толщи песчано-алевролитовых пород-коллекторов над глинистыми породами, песчано-алевролитовые пачки имеют сложную генетическую природу и плохо коррелируются в разрезах скважин. Поэтому представляется целесообразным для изучения характера неоднородности сеномана провести детальную корреляцию разрезов скважин на основе выделения и трассирования основных глинистых пластов (пачек), разделяющих различные по мощности песчано-алевролитовые пачки.

Фактический материал обрабатывался путем составления серии корреляционных геолого-геофизических схем, а также построения геологических профильных разрезов. Такие схемы и разрезы выполнены по 11 поперечным и одному продольному профилям. Пример одного из геологических профильных разрезов приведен на рис. 10.

Методика выделения и трассирования глинистых пластов и пропластков заключалась в следующем. На продольном профиле, включающем 30 скважин, были выбраны сводовые скважины Центрального купола

80, 83, 84, 99 и 22, вскрывшие мощный (около 220 м) газонасыщенный разрез сеномана с хорошей геофизической характеристикой. При этом в скв. 22 разрез сеноманской толщи имел наиболее дифференцированную и четкую геофизическую характеристику, чем в остальных выбранных скважинах. Последнее позволило в достаточной степени условно выделить и обозначить в продуктивном разрезе этой скважины глинистые пласты и пропластки мощностью не менее 5 м. Далее было прослежено распределение выделенных пластов в соседних сводовых скважинах, вскрывших максимальное число основных глинистых пластов — 12, с условной номенклатурой сверху вниз от I до XII. Далее по принципу от известного к неизвестному было проведено сопоставление разрезов скважин, расположенных как на продольном, так и на 11 поперечных профилях. В случае регионального расщипления основных глинистых пластов или появления в разрезах некоторых скважин самостоятельной серии глинистых пластов и пропластков их обозначали соответственно I^a, I^b, II^a, II^b и т. д.

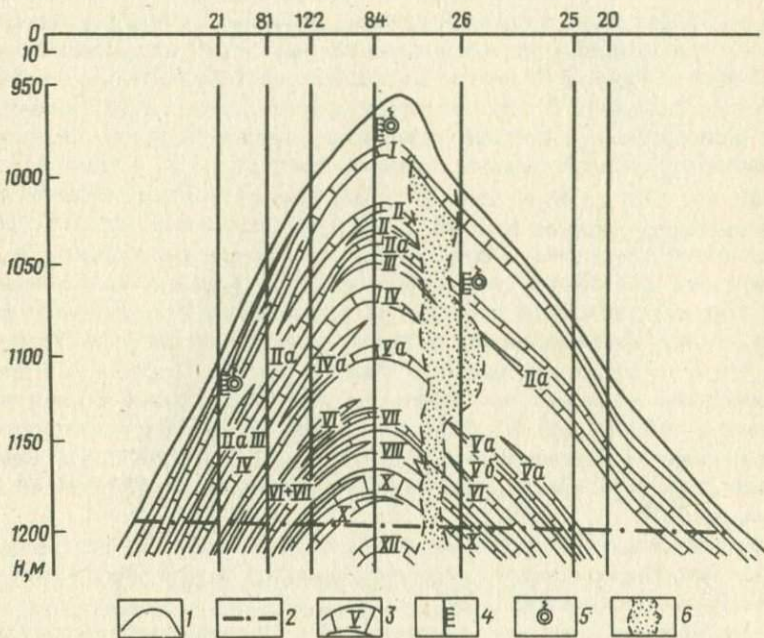


Рис. 10. Уренгойское месторождение. Геологический профильный разрез сеноманской залежи газа по линии скв. 21, 81 122, 84, 26, 25, 20:

1 — кровля продуктивной толщи сеномана, м; 2 — ГВК; 3 — глинистые пласты с принятой номенклатурой; 4 — интервал перфорации; результаты опробования: 5 — газ; 6 — сквозное литологическое окно

Поскольку залежь массивная, то в газонасыщенной части разрезов большинства скважин, расположенных вне купольных зон (в крыльевых частях структуры, на периклиналях и в седловинах между куполами), содержится не более пяти, а то и двух—трех глинистых пластов (с номенклатурой I—V). В результате детальной корреляции установлено, что почти все выделенные глинистые пласты распространены по площади не повсеместно, а в основном не более чем в трех-четыре соседних скважинах. Как правило, при этом они расслаиваются на пропластки, уменьшаются в целом по мощности и затем полностью выклиниваются в результате замещения проницаемыми породами. Изучение площадного развития глинистых пластов свидетельствует об отсутствии сплошных заглинизированных полей или крупных зон развития глинистых пачек в приконтактной зоне. Большинство участков с проницаемыми породами на контакте приурочено к осевой зоне структуры, где размещена основная часть проектных кустов эксплуатационных скважин.

Характер развития глинистых пластов может быть проиллюстрирован на примере распространения наиболее выдержанных II и IV пластов в газонасыщенной части разреза сеномана. Анализ проведен для центральной части месторождения, с которой связаны основные запасы сеноманской залежи и где планируются наибольшие объемы эксплуатационного бурения. В этом районе II и IV глинистые пласты имеют сравнительно широкое площадное развитие. В зоне эксплуатационного бурения IV глинистый пласт располагается в средней части продуктивного разреза. Мощность его варьирует в значительных пределах (рис. 11) — от 2 (скв. 41, 28, 107, 42, 43, 109) до 18 м (скв. 1, 23, 53, 17 и др.). В ряде скважин осевой зоны месторождения (скв. 95, 9, 104 и др.) глинистые породы IV пласта полностью замещены проницаемыми песчано-алевролитовыми, в результате чего образуются литологические окна. Граница выклинивания глинистого пласта условно проводилась по изопакхите 2 м, поскольку считается, что при такой мощности он теряет газоупорные свойства. Установлено, что в пределах центрального участка залежи IV глинистый пласт выклинивается не менее чем на четырех участках, образуя литологические окна в районах скв. 82, 28, а также скв. 33, 26, 25 с ориентировочными размерами соответственно 6,3X4,5; 2,4X3,7 и 2,5X18 км. Самое большое окно (4X21,5 км) намечается в районе скв. 13, 120, 104, 46, 95, 69 (см. рис. 10).

Изучение характера развития II глинистого пласта на центральном участке сеноманской залежи позволило выявить в теле этого пласта не менее семи литологических окон.

Сопоставление схем распространения II и IV глинистых пластов показывает, что участки их опесчанивания обычно территориально совпадают. Особенности строения этих пластов и характер развития в продуктивном разрезе других глинистых пластов позволяют сделать предварительный вывод о наличии в терригенной толще сеномана Уренгойского месторождения сквозных литологических окон, обеспечивающих гидродинамическую связь всех частей газонасыщенного разреза (см. рис. 10).

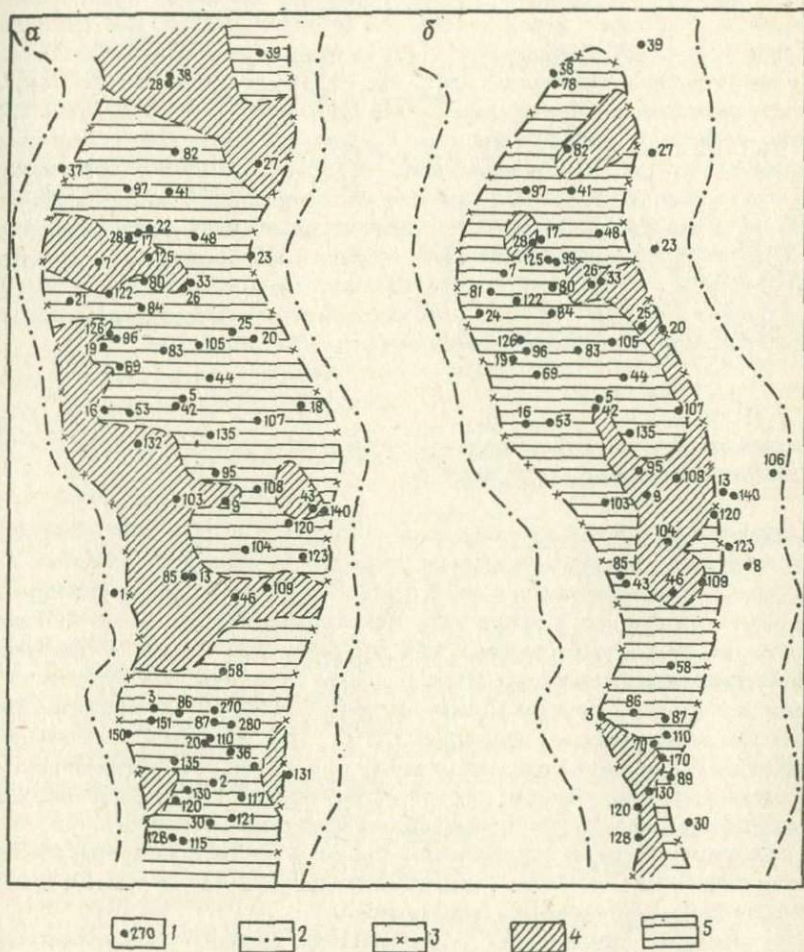


Рис. 11. Уренгойское месторождение. Схема распространения II (а) и IV (б) глинистых пластов в центральной части сеноманской залежи:

1 — скважины; 2 — граница сеноманской залежи; 3 — условная линия пересечения кровли II(IV) глинистого пласта с поверхностью ГVK; 4 — зона отсутствия II(IV) глинистого пласта. (литологическое окно) в пределах газоносной части разреза сеноманской толщи; 5 — зона распространения II(IV) глинистого пласта в пределах газоносной части разреза сеномана

Вывод о гидродинамической связи основной части продуктивного разреза сеноманской толщи позволяет рассматривать ее как единый эксплуатационный объект. В то же время наличие сквозных литологических окон в разрезе продуктивной толщи создает возможность избирательного внедрения пластовых вод в залежь при ее эксплуатации. Для снижения рабочих депрессий предлагается в эксплуатационных скважинах вскрывать максимально возможную часть продуктивного разреза. При вскрытии сеноманской толщи рекомендуется применять единую систему привязки интервалов лерфорации к ее кровельной части. Для обеспечения равномерной отработки продуктивного разреза необходимо, чтобы в каждом кусте эксплуатационных скважин по возможности вскрывались интервалы, имеющие идентичную геолого-промысловую характеристику.

В районах распространения II, IV и других более или менее выдержанных глинистых пластов рекомендуется вскрывать продуктивный разрез скважинами до кровли самого нижнего глинистого пласта, чтобы создать более благоприятные условия работы кустов.

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ДОРАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖИ ОПЕРЕЖАЮЩИМИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМИ СКВАЖИНАМИ

Детальная доразведка сеноманской залежи для уточнения ее строения, эксплуатационной характеристики скважин и характера развития зон сквозных литологических окон в районах заложения кустов эксплуатационных скважин не проводилась. Некоторые материалы, уточняющие геологическое строение сеноманской продуктивной толщи (в основном структурная характеристика залежи), были получены при бурении глубоких скважин на неокме. Слабо изученной остается эксплуатационная характеристика в районах проектных УКПГ. Так, непосредственно в зоне УКПГ-6, 7, 10 нет ни одной испытанной скважины. Аналогичная картина имеет место на Южном куполе Уренгойского месторождения. Для залежи не определена допустимая рабочая депрессия на пласт и т. п.

Уточнение строения сеноманской толщи в местах заложения кустов эксплуатационных скважин предлагается провести бурением ОЭС. Основными задачами при этом следует считать:

- 1) уточнение структурной характеристики слабоизученных участков присводовых зон залежи;
- 2) оценка характера неоднородности сеноманской продуктивной толщи в зонах проектируемых УКПГ, выявление участков повышенной глинизации разреза, корректировка границы распространения эффективных газонасыщенных мощностей в пределах изопакиты 40 м, уточнение границы зон сквозных литологических окон;
- 3) изучение эксплуатационной характеристики слабоизученных участков залежи.

Дополнительной задачей ОЭС, бурящихся как наблюдательные в кус-

тах с вскрытием ГВК, является уточнение строения зоны ГВК и, в частности, получение данных о мощности переходной зоны. При необходимости в ОЭС должен производиться отбор керна с целью уточнения фильтрационно-емкостных параметров отдельных литологических пачек продуктивной толщи сеномана.

Главная задача ОЭС — корректировка размещения кустов эксплуатационных скважин в зонах проектных УКПГ.

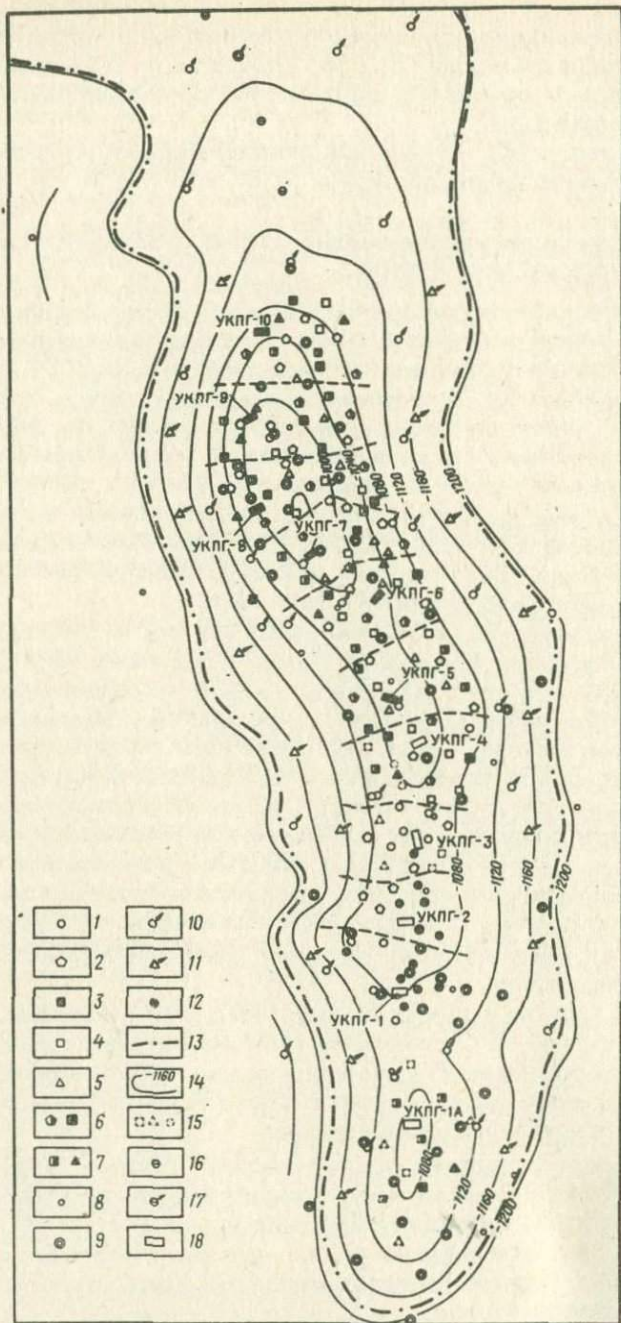
СИСТЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ОПЕРЕЖАЮЩИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН И ОЧЕРЕДНОСТЬ БУРЕНИЯ КУСТОВ

В основу системы размещения ОЭС нами положен принцип их заложения на месте проектных кустов. Число таких скважин ставится в зависимости от состояния изученности районов проектных УКПГ. В этой связи в зонах проектных УКПГ рекомендуется бурить от пяти до десяти ОЭС. Принимается преимущественно профильная система их размещения. Работы по уточнению строения сеноманской толщи рекомендованы в местах заложения кустов на проектных УКПГ-4÷10 собственно Уренгойской части месторождения, а также в зоне трех проектных УКПГ-11÷13 в его Ен-Яхинской части и в районе УКПГ-1а на южном участке месторождения. Здесь также считается целесообразным провести работы по уточнению геологического строения залежи ОЭС.

Всего рекомендуется пробурить 68 ОЭС, в том числе 20 скважин в Ен-Яхинской части месторождения и шесть в его южной части (рис. 12). При этом ОЭС в кустах, где запроектированы наблюдательные скважины, бурятся как наблюдательные с вскрытием ГВК. Намечается пробурить 29 таких скважин. Кусты, на которых проектируется бурение ОЭС, рассматриваются как первоочередные объекты эксплуатационного бурения. По результатам бурения каждой ОЭС должен решаться вопрос о целесообразности бурения куста, устанавливается оптимальное число скважин в кусте, и в случае оптимальных геологических условий производится полное разбуривание куста. Если геологическая и промыслово-геофизическая характеристики окажутся неблагоприятными, то ОЭС используется либо как наблюдательная, либо как одиночная эксплуатационная, а куст не разбуривается.

Все ОЭС бурятся в кустах первой очереди как независимые. После завершения бурения ОЭС и окончания разбуривания первоочередных кустов производится корректировка расположения кустов второй очереди бурения. Уточняется число скважин в кустах второй очереди бурения и после этого производится их разбуривание.

Практическая реализация рекомендованной системы разбуривания ОЭС на Уренгойском месторождении способствовала эффективному размещению кустов эксплуатационных скважин на участках УКПГ-1÷10. В целом же внедрение мероприятий по ускорению разведки позволило сократить сроки ввода сеноманской залежи газа Уренгойского месторождения в разработку на 4 года.



- | | |
|-----|-----------|
| ○ 1 | ⊕ 10 |
| ○ 2 | ⊕ 11 |
| □ 3 | ⊕ 12 |
| □ 4 | - - - 13 |
| △ 5 | —1160— 14 |
| ⊕ 6 | ⊕ 15 |
| ⊕ 7 | ⊕ 16 |
| ⊕ 8 | ⊕ 17 |
| ⊕ 9 | ⊕ 18 |

**ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ДОРАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖИ ОДИНОЧНЫМИ
РАЗВЕДОЧНЫМИ СКВАЖИНАМИ И РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ИХ РАЗМЕЩЕНИЮ.**

В результате бурения глубоких разведочных скважин на неокм частично изменилось представление о строении залежи. Наиболее важные результаты получены для Ен-Яхинской и южной частей месторождения. Так, скв. 143 и 145 установили структурное развитие Ен-Яхинского купола на запад в направлении Песцового месторождения. Бурение скв. 8 (на Песцовой площади) подтвердило возможность структурной связи Песцового месторождения с Уренгойским. При этом установлено, что отметки ГВК сеноманской залежи газа Песцового месторождения и залежи Уренгойского месторождения идентичны. Характер структурного сочленения месторождений, однако, еще неясен и требуется доразведка этой зоны. В свою очередь, глубокие скв. 128, 138, 129, 134, 174, 175, 177, 182 на южной периклинальной части Уренгойского вала выявили локальное поднятие размерами по оконтуривающей изогипсе -1110 м 18×8 км, амплитудой более 30 м (см. рис. 6). Эффективные газонасыщенные мощности здесь значительно увеличились и составляют, например, в присводовой скв. 138 — 74,5 м.

Как уже отмечалось, переинтерпретация промыслово-геофизических материалов позволила выявить различие в отметках ГВК на Ен-Яхинском и собственно Уренгойском участках залежи. Так, в районах скв. 55, 63 и 59, 54 разница в отметках ГВК достигает 5 м (см. рис. 7). При этом ГВК на Ен-Яхинском участке залежи имеет более высокое положение. Причина подобной аномалии в отметках ГВК не установлена. Существуют две точки зрения. Согласно одной из них, разница в отметках ГВК связывается с гидродинамическим фактором в условиях резкого ухудшения проводимости сеноманской продуктивной толщи в результате ее глинизации в зоне структурного сочленения Ен-Яхинского купола с Уренгойским валом. Согласно другой, предполагается полная газодинамическая изоляция Ен-Яхинского купола от Уренгойского вала¹.

Практически неизученным участком залежи, на котором не пробурено

¹ Мартышкин В.Н. Геологическое строение сеноманской залежи Уренгойского месторождения и распределения запасов газа. — В кн.: Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. М. 1975, с. 16—22 (Реф. сб. ВНИИЭГазпрома, вып. 8).

Рис. 12. Уренгойское месторождение. Схема расположения ОЭС на уренгойской части сеноманской залежи газа по состоянию на 1/1 1980 г.:

Кусты, состоящие из проектных скважин в количестве: 1 — шести, в том числе одна наблюдательная, 2 — пяти в том числе одна наблюдательная, 3 — четырех, в том числе одна наблюдательная, 4 — четырех, 5 — трех; кусты первой очереди, на которых бурится: 6 — опережающая наблюдательная скважина со вскрытием ГВК, 7 — ОЭС; разведочные скважины, пробуренные на отложения: 8 — сеномана, 9 — нижнего мела; наблюдательные скважины: 10 — оборудованные из разведочных, 11 — опережающего бурения (проектные); 12 — кусты скважин пробуренные; 13 — контур газонасыщенности по состоянию на 1/1 1980 г.; 14 — изогипсы кровли сеномана, м; 15 — кусты скважин участка УКПГ-1А; проектные скважины: 16 — разведочные, 17 — разведочные, совмещенные с наблюдательными опережающего бурения; 18 — УКПГ

ни одной разведочной скважины и не планируется бурение эксплуатационных скважин, является район месторождения между разведочными скв. 40, 38, 39, 32, 45, 54, 59 (см. рис. 12). Площадь этого участка равна 350 км² и соответствует северной периклинальной части Уренгойского вала. Слабо изученной остается северная периклинальная часть Ен-Яхинского поднятия.

Таким образом, исходя из существующего состояния изученности сеноманской залежи, доразведке одиночными разведочными скважинами подлежат: зона структурного сочленения Уренгойского и Песцового месторождений; зона структурного сочленения Ен-Яхинского поднятия и Уренгойского вала; северная периклинальная зона Уренгойского вала; северная периклинальная зона Ен-Яхинского куполовидного поднятия и область его сочленения с Северо-Уренгойским поднятием.

Задачи доразведки этих участков следующие: уточнение структурной формы складки, определение характера неоднородности продуктивной толщи и оконтуривание зоны повышенных значений эффективных мощностей в пределах изопакиты 40 м, изучение эксплуатационной характеристики скважин, корректировка при необходимости фильтрационно-емкостных параметров, вскрытие и опробование зоны ГВК.

Участок залежи в зоне структурного сочленения Уренгойского месторождения с Песцовым предлагается доразведать двумя разведочными скважинами, которые можно совместить с проектными опережающими наблюдательными скв. 68 и 70. В зависимости от результатов бурения этих скважин будет дополнительно решен вопрос о целесообразности и методике дальнейшей доразведки этого участка залежи.

Доразведку зоны структурного сочленения Ен-Яхинского купола и Уренгойского вала с целью решения вопроса о газодинамической связи этих частей сеноманской залежи предлагается провести бурением одной разведочной скважины в зоне минимальных значений эффективных газонасыщенных мощностей между скв. 55 и 54 (см. рис. 12).

Северный периклинальный участок Уренгойского вала предлагается доразведать двумя разведочными скважинами. Представляется целесообразным разместить их в профиле скв. 38 и 54 (см. рис. 12). В дальнейшем эти разведочные скважины можно использовать в качестве наблюдательных при разработке залежи.

Предлагаемая методика комплексирования ОЭС с одиночными разведочными скважинами позволяет наиболее эффективно осуществлять доразведку уникальных и крупных сложнопостроенных залежей и месторождений, запасы которых оценены по разреженной сетке разведочных скважин. При этом обеспечивается наиболее полное решение задач доразведки эксплуатационным бурением.

§ 4. МЕТОДЫ РАЗВЕДКИ И ПОДСЧЕТА ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА ЗАЛЕЖЕЙ С СИЛЬНО ИЗМЕНЧИВЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Определение достоверной величины запасов газа залежей, связанных с весьма изменчивыми коллекторами, с линзовидным строением продуктивных горизонтов и повышение эффективности их разработки являются

ся весьма актуальными задачами [11, 25]. Залежи такого типа характеризуются затрудненной газогидродинамической связью различных частей (в ряде случаев до полной их изолированности друг от друга), наличием больших по площади участков с низкой продуктивностью. Поэтому в процессе их разведки должны быть обеспечены условия, при которых, с одной стороны, удалось бы избежать их переразведки, а с другой — недо-разведки отдельных "целиков" и участков с запасами, рентабельными для разработки. В случае невыполнения этих условий возможны большие неоправданные затраты средств и времени на разведку таких залежей и значительные ошибки при подсчете запасов как объемным методом, так и по падению давления.

Ниже на примере отдельных месторождений Якутии рассматриваются вопросы повышения эффективности разведки и точности подсчета запасов газовых залежей, приуроченных к пластам-коллекторам с затрудненной газодинамической связью отдельных участков.

ПРИНЦИПЫ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ ГАЗА И ПЛОЩАДЕЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ГАЗОНОСНОСТИ (НА ПРИМЕРЕ ПЕРМОТРИАСОВОГО КОМПЛЕКСА МАСТАХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯКУТИИ)

Весьма сложное литологическое строение продуктивных горизонтов, к которым приурочены газовые залежи, характерно для целого ряда месторождений Якутии. Типичным в этом плане является Мастахское многозалежное месторождение.

Мастахская структура расположена в пределах Лено-Вилюйской синеклизы, в центральной части Хапчагайского мегавала и представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простираания (рис. 13).

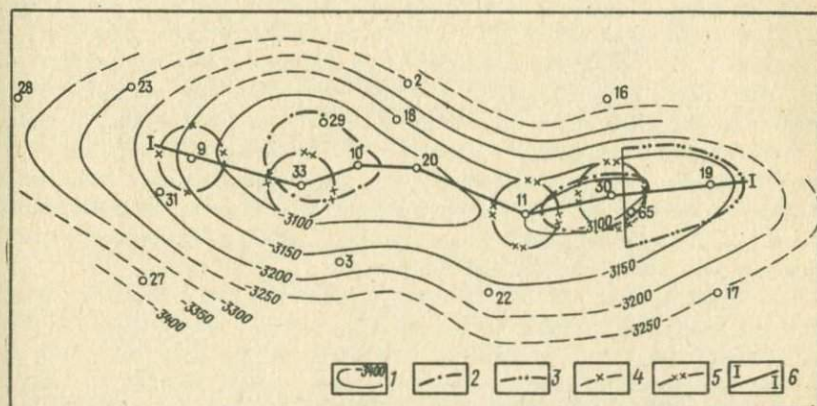


Рис. 13. Мастахское месторождение. Структурная карта кровли горизонта P₂-I :

1 — изогипсы, м; контуры залежей горизонтов: 2 — T₁-x, 3 — T₁-IVб; возможные границы "линз" залежей горизонтов: 4 — T₁-IVв, 5 — P₁-I; 6 — линия продольного разреза

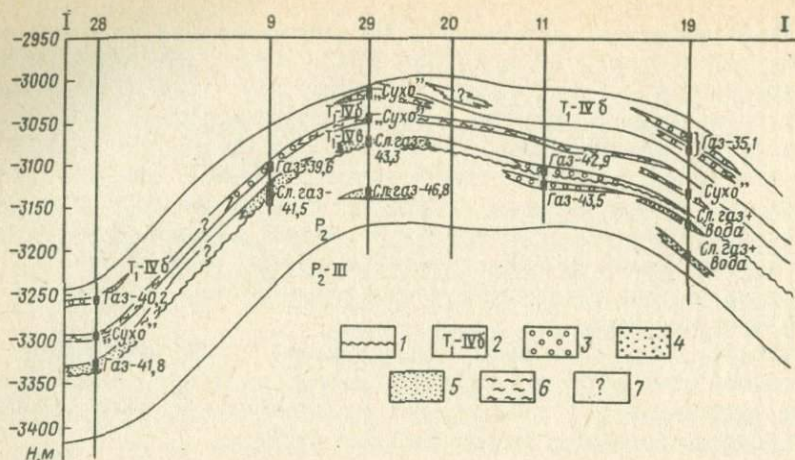


Рис. 14. Мастахское месторождение. Профильный разрез нижнетриасовых и верхнепермских отложений:

1 — линия размыва отложений T_1-P_2 ; 2 — индекс продуктивного горизонта; коллекторы: 3 — промышленно-газоносный, 4 — водоносный, 5 — непромысленногазоносный; 6 — уплотненная часть горизонта; 7 — горизонт с невыясненной характеристикой.

Цифрами показана величина начального пластового давления, МПа

В процессе поискового бурения на Мастахском месторождении пермотриасовый горизонт (ПТ) был выделен как единый продуктивный объект, включающий отложения нижнего триаса и верхней перми (продуктивные пласты T_1-IVa , T_1-IVb , T_1-IVv , T_1-IVg и P_2-I).

На основании бурения и опробования первых скважин (отсутствие притоков воды, наличие АВПД и т. д.) было сделано предположение, что к горизонту ПТ приурочена единая крупнейшая по запасам газовая залежь. Непромысленные притоки газа или отсутствие притоков при опробовании целого ряда объектов в горизонте ПТ в начальной стадии разведки были отнесены целиком к недостаткам вскрытия и опробования горизонта. Однако результаты дальнейшего проведения разведочных работ полностью опровергли это предположение. В пределах продуктивного горизонта ПТ были выделены обособленные линзы, к которым приурочены самостоятельные газовые залежи (рис. 14).

Как видно из рис. 13, промышленные притоки газа получены только вдоль оси складки соответственно из горизонтов T_1-IVb' (скв. 19, 65), T_1-IVb'' (скв. 28), T_1-IVv (скв. 9), P_2-I (скв. 11, 30, 33). Повторим, что эти притоки получены, несомненно, из линзовидных залежей, не связанных друг с другом газодинамически.

Опытно-промышленная эксплуатация пермотриасовых отложений на Мастахском месторождении проводилась только в скв. 11. Остальные скважины, давшие промышленные притоки газа, ликвидированы. Опыт-

но-промышленная эксплуатация скв. 11 (интервал 3228—3220 м, горизонт Р₂-1) была начата в декабре 1973 г. Первые исследования были проведены в октябре 1973 г. Дебит газа изменялся на различных режимах работы скважины в пределах от 149,5 тыс. до 159 тыс. м³/сут, а забойное давление — от 12,3 до 9,3 МПа. Статическое давление на устье скважины установилось через 42 ч. Пластовое давление, замеренное глубинным манометром на глубине 3200 м, составило 42,0 МПа, рассчитанное по статическому давлению — 42,6 МПа. При оценке запасов начальное пластовое давление было принято равным 42,0 МПа.

В сентябре—октябре 1974 г. было проведено промежуточное исследование объекта по методу установившихся отборов. Максимальный дебит газа составил 190,2 тыс. м³/сут, а наименьшее забойное давление 10,4 МПа. Пластовое давление замерено не было ввиду гидратообразования в стволе скважины. В марте 1975 г. после отбора с начала эксплуатации 34,6 млн. м³ газа скважина была закрыта на восстановление давления. В апреле в скважине при давлении на головке $p_{тр} = 30,5$ МПа пластовое давление на глубине 3224 м составило 41,0 МПа. В июле был произведен повторный замер пластового давления на той же глубине; оно составило 41,02 МПа при пластовой температуре 72 °С. В сентябре 1976 г. в скважине было вновь замерено статическое давление которое составило 30,9 МПа; пластовое давление, рассчитанное по статическому, оказалось равным 38,8 МПа. Вследствие наличия пропусков газа на устье скважины расчетное пластовое давление несколько занижено. На момент замера давления из скважины было отобрано 76,7 млн. м³ газа. В 1977 г. из-за негерметичности арматуры статическое и пластовое давление не замерялись. На 1 октября 1977 г. из скважины было отобрано 114883 тыс. м³ газа.

По результатам работы за период с декабря 1973 г. по март 1975 г. были рассчитаны запасы газа, дренируемые скв. 11. Они составляют 1837 млн. м³. При установленных величинах дренируемых запасов газа (1,8 млрд. м³), эффективной газонасыщенной мощности (4,4 м), открытой пористости (19, %), газонасыщенности (76 %) и пластового давления (40,6 МПа) площадь зоны дренажа

$$S = Q/h_{эф} \pi \cdot \beta_T \rho_{пл} \cdot 9,8 = 1837/4,4 \cdot 0,19 \cdot 0,76 \cdot 40,6 \cdot 9,8 = 7,2 \text{ км}^2$$

Это составляет примерно 1,5 % общей площади залежи.

Условный радиус дренирования (радиус линзы, дренируемой скв. 11) составляет около 1,5 км. Исходя из приведенных расчетов построены профильные разрезы (см. рис. 14) и определены возможные размеры линзы на карте (см. рис. 13).

Поскольку коллекторские свойства и мощности пластов в скв. 9, 19, 28, 30, 33 соизмеримы с таковыми в скв. 11, можно с известной долей условности предположить, что и указанными пятью скважинами вскрыты газоносные линзы аналогичных размеров (см. рис. 13). В этом случае промышленные запасы газа в пермотриасовых отложениях Мастахского месторождения на современной стадии разведанности в результате бурения

ния 20 глубоких скважин могут быть оценены величиной порядка 10 млрд. м³. Остальные запасы должны быть отнесены к забалансовым.

На основании анализа материалов разведки и ОПЭ залежи газа в горизонте ПТ Матахского месторождения можно дать следующие рекомендации по методам разведки аналогичных комплексов линзовидного строения.

При обнаружении наряду с объектами, дающими промышленные при токи газа, "сухих" объектов, отсутствии надежной корреляции разреза в скважинах подсчет запасов газа объемным методом в целом для комплекса как единого объекта производить нельзя, поскольку такой подсчет приведет к существенной ошибке в сторону завышения запасов.

Только после оценки запасов газа по падению давления, если будет доказано, что эксплуатирующимися скважинами дренируется часть залежи, значительная по площади и разрезу, можно проводить ее площадную разведку в целом. В ином случае как подсчет запасов газа, так и проект разработки должны выполняться только для участков ("линз") залежей в пределах доказанной площади газоносности. Запасы газа вне выявленных "линз", подсчитанные объемным методом, следует относить к забалансовым.

ПРИНЦИП РАЗМЕЩЕНИЯ ОПЕРЕЖАЮЩИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА НЕБОЛЬШИХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖАХ С СИЛЬНО ИЗМЕНЧИВЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Рассмотрим принцип размещения ОЭС на небольших газовых залежах с резкой литологической изменчивостью на примере горизонта М-7в Волоховского месторождения Украины.

Волоховское поднятие на замыкающей изогипсе — 2960 м по этому горизонту имеет размеры 4Х2 км (рис. 15). Небольшая газовая залежь, приуроченная к горизонту М-7в, представлялась по данным вскрывших ее скв. 1 и 11 пластовой сводовой размерами 2Х1 км. Запасы газа по данным разведки были оценены объемным методом в 100 млн. м³.

Первая опережающая эксплуатационная скв. 26 подтвердила установленное строение продуктивного горизонта. Однако последующая скв. 25, пробуренная для ОПЭ залежи этого горизонта также в своде складки между скв. 1

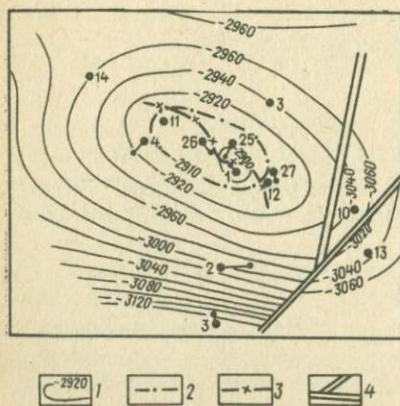


Рис. 15. Волоховское месторождение. Структурная карта кровли горизонта М-7в (по материалам УкрНИИгаза, 1977 г.):

1 — изогипсы, м; 2 — контур газоносности; 3 — граница литологического замещения пород горизонта; 4 — линии тектонических нарушений

и 26, менее чем в 250 м от каждой из этих скважин (в которых горизонт М-7в имеет мощность соответственно 25 и 15 м), пласт-коллектор не вскрыла вообще. В результате бурения скв. 25 представление о строении залежи резко изменилось. Запасы газа при этом сократились до 37 млн. м³.

Таким образом, если для ввода в ОПЭ небольших газовых залежей, предположительно приуроченных к пластам с резкой литологической неоднородностью и расположенных в обустроенных районах, обязательно требуется опережающее эксплуатационное бурение (в частности, вследствие перевода разведочных скважин, давших газ, на вышележащие горизонты), единичные эксплуатационные скважины должны буриться по существу дублерами разведочных. Только после оценки запасов по падению давления и определения по величине запасов размеров залежи можно решать вопрос о целесообразности бурения на площади дополнительных эксплуатационных скважин.

Указанный принцип размещения ОЭС, в частности, необходимо применять на выявленных газовых залежах продуктивных горизонтов пермтриасового комплекса на месторождениях Хапчагайского мегавала.

§ 5. О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ДОРАЗВЕДКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОСЛЕДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ С ЦЕЛЬЮ ПОИСКОВ ЦЕЛИКОВ "ЗАЩЕМЛЕННОГО" ГАЗА

Как показывает практика разработки газовых месторождений, упруговодонапорный режим проявляется гораздо чаще, чем это предполагалось ранее. Среди месторождений, разработка которых проектировалась на газовом режиме и упруговодонапорный проявился уже в начальной стадии эксплуатации, нужно назвать месторождения Краснодарского края (Ленинградское и др.), Средней Азии (Джаркак, Газли), Волгоградской области (Верховское, Саушинское, Коробковское и др.), Астраханской области (Межевое и др.).

Просчет в определении режима разработки допущен и при проектировании таких крупных месторождений, как Оренбургское и Медвежье, где проявление упруговодонапорного режима уже не вызывает сомнения.

Как следует из отечественного и зарубежного опыта эксплуатации газовых месторождений, коэффициент извлечения газа из залежей, характеризующихся упруговодонапорным режимом, намного ниже, чем при газовом режиме. Для небольших залежей его величина обычно колеблется в пределах 0,3–0,6, а для средних и крупных, как правило, не превышает 0,7–0,8. При этом чем выше степень неоднородности продуктивной толщи, тем большее количество газа "защемляется" в обводненной области и тем ниже конечная газоотдача по месторождению в целом.

Бурение специальных оценочных скважин на выработанных участках ряда месторождений Северного Кавказа и Нижнего Поволжья позволило установить величину остаточной газонасыщенности в обводненных частях неоднородных продуктивных пластов, которая составила, например, на Линевском месторождении 46 %, на Майкопском месторождении по третьей пачке II горизонта 41 %, а по некоторым обводненным пластам II и

III горизонтов этого же месторождения — до 60%. По данным Н.С. Ратушняка, количество "защемленного" газа в пористой среде неоднородных коллекторов в условиях проявления упруговодонапорного режима может достигать 50% [27].

Тем не менее, при подсчетах запасов иногда полностью игнорируются возможность проявления водонапорного режима и степень неоднородности продуктивной толщи, а извлекаемые запасы утверждаются ГКЗ и передаются на баланс газодобывающих предприятий исходя из коэффициента извлечения газа равного 1.

В настоящее время определяющими критериями проведения работ по поискам целиков "защемленного" газа являются низкие значения расчетного коэффициента извлеченного газа, устанавливаемые на завершающей стадии разработки. Как показал проведенный анализ, подобный подход не всегда приводит к правильному выбору объектов работ, так как наиболее низкие коэффициенты газоотдачи, как упоминалось выше, характерны для мелких месторождений. Так, после полного обводнения единственной скважины, эксплуатировавшей Двубратское месторождение (глубина залегания продуктивного пласта более 3600 м) с уточненными объемным методом начальными запасами 500 млн. м³ газа, конечный коэффициент газоотдачи оказался равным 0,3. Для его повышения пробурили еще одну эксплуатационную скважину, но она дала воду.

На Советском месторождении (глубина 2600 м) с утвержденными ГКЗ запасами 1,005 млрд. м³ по материалам 15 разведочных скважин, конечная газоотдача составила всего 11%. Пробуренные на завершающей стадии разработки две эксплуатационные скважины не дали положительного результата, оказавшись в водонасыщенной части пласта. Аналогичные примеры можно привести по Соколовскому, Бесскорбенскому и другим мелким месторождениям (табл. 3).

В то же время на крупных месторождениях при более высоком коэффициенте газоотдачи (примерно 0,6–0,7) мероприятия по его повышению дают положительные результаты. Так, на Ленинградском месторождении, имеющем начальные запасы 56 млрд. м³, при текущем коэффициенте газоотдачи 0,622 и расчетном конечном 0,65 мероприятия по повышению коэффициента газоотдачи позволили добыть дополнительно из обводненной зоны пласта более 10 млн. м³ газа.

Анализ эффективности используемого подхода для обоснования целесообразности работ по доразведке газовых месторождений с целью поисков целиков "защемленного" газа показал, что необходим такой критерий, который содержал бы в себе информацию об остаточных запасах газа в обводненной зоне. Учитывая, что степень отработки залежи, в том числе и коэффициент извлечения газа, в неоднородном коллекторе в значительной мере определяются числом эксплуатационных скважин и системой их размещения на площади месторождения, Б.С. Коротков предложил ввести новый показатель — удельные остаточные запасы газа на одну эксплуатационную скважину. При этом при расчетах принимаются во внимание все действовавшие и действующие эксплуатационные скважины с начала разработки.

Таблица 3

Месторождение	Продуктивный горизонт	Конечный коэффициент газоотдачи расч./факт.	Начальные запасы, млрд. м ³		Текущий коэффициент газоотдачи	Остаточные запасы по завершении разработки, млрд. м ³ расч./факт.	Число эксплуатационных скважин	Удельные остаточные запасы, млн. м ³ на одну эксплуатационную скважину
			на балансе	утвержденные ГКЗ				
Усть-Лабинское	K ₁	-/0,7 (0,55)	1,931	2,4	0,7 (0,55)	-/0,569 (1,069)	9	63 (118)
Ладожское	K ₁	-/0,48	0,3	—	0,48	-/0,155	1	115
Двубратское	K ₁	-/0,3	0,5	—	0,3	-/0,348	1	348
Соколовское	K ₁	-/0,52	0,895	1,2	0,52	-/0,578	9	64
Бесскорбненское	K ₁	0,761/-	0,495	2,371	0,74	0,119 (2,0) /-	4	30 (500)
Линевское	C ₁	-/0,47	—	2,34	—	-/1,2	7	177
Саушинское	C ₂	-/0,59	—	1,06	—	-/0,442	2	221
Березанское	K ₁	0,87/-	48,1	58,7	0,842	6,3/-	72	89
Майкопское	K ₁	0,82/-	56,711	56,757	0,71	10,246/-	48	214
Пенинградское	K ₁	0,65/-	52,78	56,017	0,622	18,8 (22,0) /-	56	333 (393)
Коробковское (намюр)	C ₂	0,65/-	50	70	0,62	17,5 (35,8) /-	122	143 (293)
Медвежье (сеноман)	K ₂	0,81/-	—	1548	0,122	294,1/-	240	1300

Этот показатель учитывает как геологические, так и технико-экономические факторы и позволяет довольно обосновано оценить целесообразность проведения дополнительных разведочных работ, направленных на увеличение конечной газоотдачи по обводненным или обводняющимся эксплуатационным объектам. По залежам, законченным разработкой или находящимся в завершающей ее стадии, для каждого типа месторождений определяется величина удельных запасов на одну эксплуатационную скважину, ниже которой проведение работ с целью поисков "целиков" заземленного газа является неэффективным.

При выделении типов залежей необходимо учитывать величину начальных запасов, глубину залегания, тип продуктивной толщи, пластовые давления в заводненной зоне газоносного пласта и другие показатели. К сожалению, не удалось еще разработать методику учета неравномерности размещения скважин по залежи, а также неравномерности отработки различных частей эксплуатационного объекта по разрезу вследствие нерациональной системы вскрытия продуктивной толщи в эксплуатационных скважинах. Эти факторы определяют существующую неравномерность в распределении остаточных запасов по объему газовых залежей и, в конечном счете, местоположение целиков "заземленного" газа.

Анализ осредненных величин удельных остаточных запасов на одну эксплуатационную скважину по месторождениям СССР, законченным разработкой в условиях упруговодонапорного режима, показал, что эта величина по сложнопостроенным мелким месторождениям с запасами не более 5 млрд. м³ при коэффициентах конечной газоотдачи 0,3—0,5 чаще всего варьирует в пределах 60—150 млн. м³/скв. (см. табл. 3). Для крупных месторождений с начальными запасами не более 100 млрд. м³, находящихся на завершающей стадии разработки, для которых ожидаемый расчетный коэффициент газоотдачи составляет 0,65—0,80, удельные остаточные запасы, как правило, значительно больше — 200—500 млн. м³ на одну эксплуатационную скважину. Для крупнейших и гигантских месторождений, находящихся в настоящее время в начальной стадии разработки (коэффициент газоотдачи прогнозируется около 0,8), при планируемом числе и батарейном размещении эксплуатационных скважин удельные остаточные запасы на одну эксплуатационную скважину могут превысить 1 млрд. м³ (см. табл. 3). Следовательно, на крупных и гигантских месторождениях, несмотря на относительно высокий коэффициент извлечения газа, удельные остаточные запасы могут быть на порядок выше, чем на мелких и средних.

Проведенный анализ работ по поискам целиков "заземленного" газа для повышения конечной газоотдачи на мелких и средних месторождениях, выработанных или находящихся на завершающей стадии разработки и в условиях практически повсеместного обводнения эксплуатационных скважин, показал, что при низких значениях удельных остаточных запасов (менее 150 млн. м³ на эксплуатационную скважину), независимо от величины коэффициента конечной газоотдачи, работы по доразведке не дают положительного результата (Двубратское, Советское, Линевское, Бесскорбненское, Соколовское и другие месторождения). На от-

носителем крупных месторождений с удельными остаточными запасами более 250 млн. м³ такие работы позволяют повысить конечную газоотдачу (Ленинградское, Майкопское, Коробковское, Наипское. Для крупнейших и гигантских месторождений, где ожидаемые удельные остаточные запасы на скважину превысят 1 млрд. м³, работы по поискам целиков "защемленного" газа могут дать более существенные результаты, в особенности при неравномерном батарейном размещении эксплуатационных скважин.

Таким образом, намечается определенная закономерность при разработке газовых месторождений с упруговодонапорным режимом и неоднородным строением продуктивной толщи: с ростом начальных геологических запасов газа увеличиваются и удельные остаточные запасы на одну скважину, несмотря на одновременное повышение величины конечной газоотдачи. В этой связи удельные остаточные запасы желательно использовать при обосновании целесообразности проведения работ по доразведке месторождений с неоднородным строением и водонапорным режимом на последней стадии разработки для увеличения конечной газоотдачи. При этом, естественно, необходимо учитывать и ряд других критериев, в частности, глубину залегания эксплуатационного объекта, пластовое давление в заводненной зоне защемления газа, запасы "защемленного" газа в локализованных участках и др. Экономические результаты при определении целесообразности проведения таких работ имеют решающее значение. При обосновании целесообразности проведения работ по поискам "целиков" защемленного газа в условиях неоднородного строения продуктивной толщи и упруговодонапорного режима разработки месторождений оптимальная величина удельных остаточных запасов должна определяться отдельно для каждого конкретного случая. Как показывает опыт разработки мелких геологически слабо изученных залежей на глубинах 2,5—4 км (величина удельных остаточных запасов не превышает 100—150 млн. м³), вообще нецелесообразно планирование таких работ, поэтому низкие значения коэффициентов газоотдачи (0,3—0,5) для таких месторождений должны быть признаны вполне естественными.

Для средних и крупных месторождений удельные остаточные запасы, выше которых целесообразно проводить их доразведку на последней стадии разработки, должны составлять примерно 250—300 млн. м³ на эксплуатационную скважину. Для крупнейших и гигантских месторождений эта величина, по-видимому, будет несколько выше.

Таким образом, в числе критериев, используемых при обосновании целесообразности работ по доразведке сложнопостроенных газовых месторождений на последней стадии разработки с целью поисков "целиков" защемленного газа, могут быть рекомендованы удельные остаточные запасы на одну эксплуатационную скважину.

§ 6. РАЦИОНАЛЬНАЯ МЕТОДИКА РАЗВЕДКИ КРУПНЫХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С НАКЛОННЫМИ ГАЗОВОДЯНЫМИ КОНТАКТАМИ

Разведка крупных газовых залежей с наклонным ГВК имеет свою специфику в связи со сложным строением их газоводяных частей и возможным смещением залежей относительно сводовой части структурных ловушек в направлении снижения напоров пластовых вод. Разведка подобных залежей при недостоверной структурной основе, подготовленной сейсмометодами, предусматривает наряду с разведочными скважинами в газоносной части пласта бурение оконтуривающих скважин в законтурной зоне. При существенном смещении залежей газа под влиянием изменения пьезометрического напора пластовых вод и невысоком качестве структурной сейсмоосновы достоверное их оконтуривание возможно лишь при наличии нескольких законтурных (приконтурных) скважин. Погрешности в подсчете запасов газа при неучтенном наклоне ГВК и ориентировочно установленных границах залежи в случае ее смещения могут достигать весьма существенных величин. При известном соотношении гидродинамических и структурных условий залежи могут сместиться далеко за пределы присводовых частей ловушек [24].

Залежи с наклонными ГВК — явление достаточно широко распространенное. Практически все залежи сеномана и неокома таких уникальных месторождений как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье имеют наклонные ГВК. Сложной формой ГВК характеризуются залежи газа готеривского яруса Даулетабад-Донмезского месторождения и т. д.

Анализ показал, что разведка крупных залежей газа с наклонными ГВК на месторождениях СССР, как правило, осуществляется профилями разведочных скважин [20, 28]. При этом при минимальных затратах обеспечивается необходимая точность основных параметров подсчета запасов газа. Профили скважин ориентируются обычно вкрест простирания структур.

Крупная пластово-сводовая хадумская залежь Северо-Ставропольского месторождения газа, характеризующаяся наклонным ГВК, в законтурной зоне изучалась законтурными скважинами, размещенными по профилям (рис.16). В процессе разведки эта залежь, имеющая сложную форму ГВК с амплитудой наклона более 55 м и площадь газоносности около 600 км², разбурена 48 скважинами. На стадии доразведки было пробурено еще десять скважин. Кроме того, частью скважин Казинской площади решались задачи оконтуривания восточных участков залежи.

В структурном отношении Северо-Ставропольское месторождение состоит из двух поднятий платформенного типа: собственно Северо-Ставропольского и Пелагиадинского. При разведке эти части месторождения разбуривались самостоятельными сетками скважин (см. рис. 16), которые на основной Северо-Ставропольской части месторождения размещены по пяти профилям, а на Пелагиадинской — по трем. Часть разведочных скважин была пробурена на межпрофильных участках. Законтурная зона месторождения разбурена 14 скважинами, причем десять из них пробурено при разведке Северо-Ставропольской части месторождения. Восемь сква-

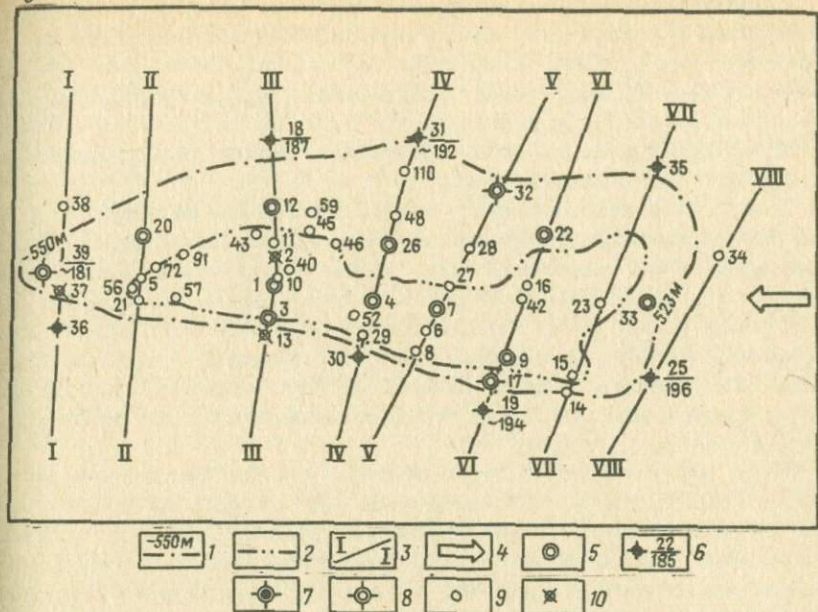


Рис. 17. Месторождение Газли. Схемы расположения разведочных скважин для горизонтов мелового возраста:

а - XII ($\Delta h_B \approx 24$ м, $\Delta h_r \approx 24$ м), б - X ($\Delta h_B \approx 15$ м, $\Delta h_r \approx 14$ м), в - IX ($\Delta h_B \approx 14$ м, $\Delta h_r \approx 27$ м).

Контуры газоносности, м: 1 - внешний, 2 - внутренний; 3 - линии профилей разведочных скважин; 4 - направление движения пластовых вод в продуктивных отложениях мела; разведочные скважины: 5 - газовые, 6 - водяные законтурные (для исследованных: в числителе - номер скважины, в знаменателе - значение приведенного напора); 7 - водяные внутриконтурные, в которых опробован сначала водоносный, а затем, после гидрогеологических исследований, газоносный интервалы X горизонта, 8 - газоводяные, 9 - неопробованные, 10 - ликвидированные без опробования

зующегося наклонными (под влиянием изменения пьезометрического напора пластовых вод) ГВК залежей по всему продуктивному разрезу. Газовые залежи терригенных отложений мелового возраста на месторождении установлены в IX, X, XI, XIa и XII горизонтах, газонефтяная залежь в XIII горизонте. Наиболее крупной является залежь газа IX горизонта, имеющая площадь 324 км² и размеры 38X9 км (рис. 17). Крупные залежи газа, кроме того, приурочены к X и XII горизонтам. Масштабы смещения залежей в процессе разведки достоверно не определены. ГВК залежей наклонены с востока на запад в направлении падения напоров пластовых вод примерно на 55 м в XIII горизонте, на 24 м в XII горизонте и на 27 м в IX горизонте. Залежи газа всех горизонтов пластовые сводовые и только в X горизонте установлена массивная водоплавающая залежь (см. рис. 17).

В процессе разведки на месторождении Газли пробурена 41 разведочная скважина. Кроме того, для оконтуривания нефтяной оторочки XIII горизонта пробурен ряд разведочных и параметрических скважин. Это многозалежное месторождение разведывалось восемью профилями скважин с расстояниями между ними от 4 до 7 км (см. рис. 17). При размещении профилей разведочных скважин исходили из размеров верхней наиболее крупной залежи газа IX пласта.

Законтурные скважины расположены в основном на профилях. В целом была выбрана рациональная система их размещения. Однако она не была эффективно реализована при разведке приконтурных зон большинства горизонтов, содержащих основные залежи газа месторождения. Так, из 12 законтурных разведочных скважин в IX горизонте опробовано только восемь. При этом достоверные замеры статических уровней произведены всего лишь в четырех пьезометрах. Из 12 скважин, опробованных в законтурной зоне XII пласта, лишь в одной произведен достоверный замер статического уровня.

Более или менее эффективно принятая система размещения законтурных скважин была реализована лишь при разведке X горизонта (см. рис. 17). При этом, учитывая массивный характер залежи X горизонта, в некоторых внутриконтурных разведочных скважинах были опробованы водоносные интервалы ниже ГВК, а в двух внутриконтурных скважинах проведен замер статических уровней. Из 15 опробованных законтурных скважин X горизонта статические уровни не замерены в трех.

Анализ разведки законтурных зон продуктивных горизонтов многозалежного месторождения Газли показал, что профильная система размещения законтурных скважин с опробованием водяных интервалов во внутриконтурных скважинах на массивных залежах может дать положительный результат при оценке масштабов смещения залежей и их оконтуривании, а также при проведении направленных поисков и рациональной разведки смещенных нефтяных оторочек. Ориентация при этом на самую крупную залежь позволяет изучить одной сеткой скважин приконтурные зоны всех горизонтов многозалежного месторождения, объединенных в один этаж разведки.

Однако рациональная система размещений скважин в законтурной зоне многозалежного месторождения обязательно должна сопровождаться высоким качеством буровых и опробовательских работ. Низкое качество гидрогеологических исследований, игнорирование при разведке материалов по напорам отрицательным образом влияет на эффективность геологоразведочных работ. Так, снижение внимания к изучению гидродинамики законтурных зон залежей с наклонными ГВК привело к тому, что на Уренгойском месторождении в горизонте БУ₁₄ нефтяная оторочка была открыта лишь на восьмом году разведки, на Среднеботуобинском — на десятом и т. д. В последнее время на севере Тюменской области открыт ряд уникальных месторождений газа, запасы которых оценены редкой сеткой разведочных скважин. Большая часть сеноманских залежей газа этих месторождений относится к типу массивных, водоплавающих с огромной поверхностью ГВК, достигающей несколько тысяч квадратных

километров. На месторождениях типа Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского сеноманские залежи газа характеризуются наклонными ГВК с амплитудой наклона до двух и более десятков метров (см. рис. 8). Анализ разведки залежей газа тюменского севера с наклонными ГВК показывает, что огромные приконтактные зоны этих залежей разведаны крайне ограниченным числом разведочных скважин. Так, приконтурная зона сеноманской массивной залежи газа месторождения Медвежье при длине залежи 115 км, ширине порядка 25 км и площади газоносности более 2000 км² изучена всего шестью законтурными скважинами (рис. 18). При этом в связи с осложнениями при бурении опробованы только четыре из них, а откачки и наблюдение за восстановлением уровня проведены лишь в двух. Однако уровень воды и в этих двух скважинах не достиг статического состояния. Внутриконтурная приконтактная зона на месторождении изучена также слабо. Практически только в двух внутриконтурных скважинах опробована приконтактная водоносная зона без проведения каких-либо специальных гидрогеологических исследований. При разведке четыре законтурные скважины на месторождении были размещены на профилях, а две — вне профилей. На периклиналях не пробурено ни одной оконтуривающей скважины. Нет ни одного качественно исследованного внутриконтурного водяного объекта.

Аналогичная картина с изучением приконтурной зоны наблюдается и на Уренгойском месторождении, площадь газоносности сеноманской продуктивной толщи которого составляет около 5300 км². Здесь пробурены девять законтурных и одна внутриконтурная скважина, вскрывшая водоносный интервал продуктивной толщи. При этом опробованы только три законтурных скважины и один внутриконтурный водоносный интервал. Замер уровня произведен лишь во внутриконтурной скважине. Вследствие слабой изученности периферийных частей сеноманской залежи Уренгойского месторождения при разреженной сетке разведочных скважин границы залежи в большинстве случаев определены ориентировочно. В процессе продолжающейся разведки залежи газа и нефти, неокончена на Уренгойской, Ен-Яхинской и Песцовой площадях выявляются все новые важные детали строения сеноманской залежи.

При редкой сетке разведочных скважин и малом объеме опробований в интервале газовой зоны существенные затруднения вызывает достоверная отбивка ГВК по промыслово-геофизическим материалам. Наличием мощной (до 15—20 м) переходной низкоомной зоны в терригенном разрезе сеномана можно объяснить расхождение результатов опробований и материалов промысловой геофизики, на основании которых установлена отметка контакта. Об этом, в частности, свидетельствует сопоставление результатов опробования и данных геофизических исследований скважин по газовой зоне сеноманской залежи месторождения Медвежье, где расхождение в отбивке ГВК по отдельным скважинам достигает 15 м.

Аналогичная картина установлена и для сеномана Уренгойского месторождения, где в скв. 24 из интервала низкоомной зоны, расположенного на 7—8 м ниже принимаемого уровня ГВК, получен промышленный газ дебитом до 500 тыс. м³/сут. В подобной ситуации существенную помощь

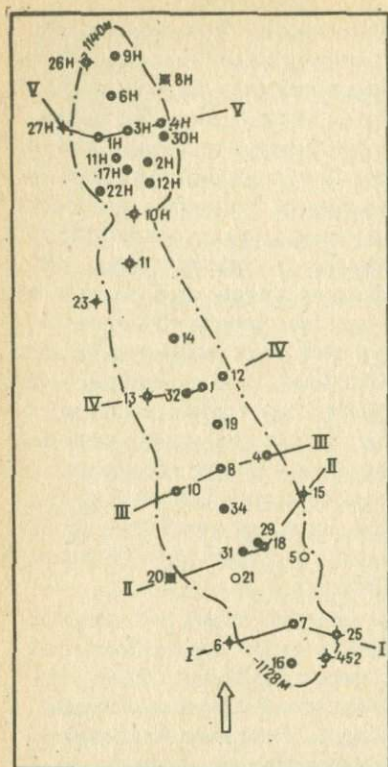


Рис. 18. Месторождение Медвежье. Схема расположения разведочных скважин:

1 — внешний контур газоносности, м; 2 — линии профилей разведочных скважин, 3 — направление регионального движения пластовых вод в сеноманской продуктивной толще; разведочные скважины: 4 — законтурные водяные, 5 — газовые, 6 — глубокие (неокомские), 7 — газодляные, 8 — ликвидированные без опробования

вод не удастся удовлетворительно объяснить. Так, в известной мере загадкой остается факт значительного наклона (до 50 м) ГВК залежей горизонтов БУ₈ и БУ₁₀₋₁₁ на южном куполе Уренгойского вала в южном и юго-восточном направлениях (скв. 164, 174, 184, 177). До последнего времени считалось, что ГВК этих залежей имеет наклон только в северо-восточном и восточном направлениях.

могло оказать изучение водоносных приконтактных интервалов во внутриконтурных разведочных скважинах. Кроме того, материалы по напорам вод в этих скважинах помогли бы однозначно ответить уже в процессе разведки на вопросы о направлении и масштабах смещения залежей, о природе и форме ГВК, о рациональном направлении поиска нефтяной оторочки и т. п. Последнее имеет немаловажное значение для рациональной разведки залежи с наклонным ГВК.

Серьезные трудности отмечаются также при разведке газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками в отложениях неокома Уренгойского месторождения. Недостатка в законтурных скважинах при разведке залежей нижне-мелового комплекса, характеризующихся наклонными ГВК, нет. Примерно 20 % фонда скважин полностью попало в законтурную зону неокома. Однако все законтурные скважины ликвидированы без специальных гидрогеологических исследований.

Отсутствие данных по напорам вод крайне осложнило направленные поиски и разведку "висячих" нефтяных оторочек, встреченных на этом месторождении. Зональный характер их размещения на месторождении вынуждает тратить значительные объемы разведочного бурения на работы по их опоскованию и разведке. Разведочные работы часто ведутся "вслепую".

Значительные сложности отмечают-ся и при оконтуривании газовых частей залежей нижнего мела Уренгойского месторождения. Сложную форму газодляной поверхности залежей при отсутствии материалов по напорам

Проведенный анализ состояния изученности законтурных зон ряда крупных месторождений газа, в частности Северо-Ставропольского, Газлинского, Медвежьего, Уренгойского, характеризующихся заметными смещениями залежей пластовыми водами, показал отсутствие единого подхода к методике разведки этих зон. При ускоренном вводе в разработку газовых месторождений (таких как Медвежье, Шатлыкское, Уренгойское и др.) имеется тенденция значительного снижения требований к качеству разведки законтурных зон. Это сопровождается существенным сокращением объема специальных гидрогеологических исследований. В то же время остается в силе положение, что ГВК при разведке залежей газа может быть достоверно определен только непосредственно при опробовании скважин на данной разведочной площади [35]. При этом должна обеспечиваться определенная система размещения оконтуривающих скважин.

Имеющийся опыт разведки залежей с наклонными ГВК подтверждает наибольшую эффективность профильной системы размещения оконтуривающих скважин. При этом для месторождений всех рассмотренных типов оконтуривающие скважины рационально располагать на поперечных профилях, по одной на каждом крыле структуры. Кроме того, обязательным является размещение оконтуривающих скважин на периклинальных частях месторождений: по одной скважине на каждой периклинали. Для месторождений с залежами массивного типа целесообразно изучение подконтактных зон с точки зрения возможности отбивки ГВК во внутриконтурных зонах залежи по результатам опробования скважин. С этой целью на присводовых участках в зрнах ожидаемого заложения эксплуатационных скважин как на поперечных профилях, так и на межпрофильных участках следует рекомендовать испытание водяных объектов в разведочных скважинах в количестве, не превышающем числа поперечных профилей разведочных скважин.

Исходя из профильной системы размещения оконтуривающих скважин, для определения их рационального числа с целью решения вопроса о форме газовой поверхности в гидродинамической обстановке и масштабах смещения залежей может быть предложен достаточно простой метод расчета.

Предлагается исходить из общего числа поперечных профилей разведочных скважин (b). Рациональное число оконтуривающих скважин ($N_{вк}$) для пластовых сводовых залежей может быть определено по формуле

$$N_{вк} = 2 \left(\frac{1}{\frac{0,27}{l_{к}} \sqrt{\frac{S_{г}}{N_{г}}}} + 1 \right), \quad (V.1)$$

где $l_{к}$ — размер короткой оси залежи, км; $S_{г}$ — площадь залежи по внешнему контуру газоносности, км²; $N_{г}$ — число скважин на профилях внутри контура газоносности.

Для массивных газовых залежей рациональное число скважин с опро-

бованными водоносными объектами (N'_B) для изучения газовой зоны продуктивных пластов устанавливается с помощью выражения

$$N'_B = \frac{1}{\frac{0,27}{I_K} \sqrt{\frac{S_r}{N_r}}} + 2. \quad (V.2)$$

При наличии достоверной структурной основы для случая массивной залежи большая часть скважин с опробованием газовой зоны может располагаться внутри контура газоносности. Анализируя приведенные формулы, можно видеть, что минимальное число оконтуривающих скважин — пьезометров для изучения гидродинамической характеристики в случае крупных залежей с наклонными ГВК не должно быть менее четырех. Выбор рационального числа внутриконтурных скважин для опробования водяных объектов на массивных залежах определяется как размерами присводовых участков, где планируется размещение эксплуатационных скважин, так и характером неоднородности продуктивного разреза. При однородном характере массивной продуктивной толщи опробованию подвергается минимальное число объектов во внутриконтурных присводовых скважинах (но не менее одного). При размещении законтурных скважин на профилях в случае разведки многозалежных месторождений нужно исходить из размеров самой крупной по площади залежи. При этом разведочные скважины на первом и последующих профилях необходимо размещать так, чтобы на каждом крыле было по одной скважине, вскрывшей весь разрез в водонасыщенной части [28]. Выделение объектов опробования в законтурных скважинах на многозалежном месторождении должно осуществляться "снизу вверх", исходя из ожидаемых размеров каждой залежи месторождения. Разведочные скважины должны буриться с целью вскрытия всего продуктивного разреза этажа разведки многозалежного месторождения.

Рациональное число скважин для разведки законтурных зон проанализированных месторождений газа, определенное с использованием предлагаемого метода расчета, приведено в табл. 4.

Как видно из табл. 4, фактическое и расчетное числа скважин для разведки законтурной зоны залежей с наклонным ГВК на ряде старых месторождений близки друг другу. В то же время для месторождений, разведка которых ведется по разреженной сетке скважин, отмечается существенное расхождение расчетного и фактического числа оконтуривающих скважин. Широкое применение ускоренных методов разведки крупных залежей газа с наклонным ГВК обусловило серьезное снижение требований к качеству разведки приконтурных зон таких залежей. Как известно, при разработке методов ускоренной разведки в основу была положена схема двустадийного деления разведочного процесса. При этом первая — оценочная стадия разведки крупных залежей предусматривала разбуривание разреженной сетки скважин. С началом эксплуатационного разбуривания и поэтапным вводом залежи в разработку реализовалась вторая ста-

Месторождения	Горизонт	Тип залежи	Фактическое число оконтуривающих скважин (пробуренных/опробованных)	Фактическое число качественно исследованных пьезометрических скважин (законтурных/внутриконтурных)	Расчетное рациональное число пьезометрических скважин для разведки законтурной зоны залежей газа с наклонным ГВК (законтурных/внутриконтурных)
Северо-Ставропольское (без Пелагеадинской части) Газлинское	Хадумский	Пластово-сводовый	10/9	7/-	12/-
	IX	"	12/8	4/-	18/-
	X	Массивный	17/15	8/2	14/-
	XII	Пластово-сводовый	17/12	6/-	14/-
Медвежье Уренгойское	Сеноманский	Массивный	6/4	-/-	12/5
	"	"	13/8	-/1	16/6
	(без Песцовой части) БУ ₈	Пластово-сводовый	23,6	-/-	10/-
	БУ ₁₀₋₁₁	"	19/11	-/-	10/-

для разведки — доразведка, в процессе которой преимущественно уточнялось строение присводовых частей залежи. Доразведка осуществлялась в основном эксплуатационным бурением с преимущественным бурением ОЭС и опережающих наблюдательных скважин. Приконтурная зона залежи в этом случае оставалась недоразведанной.

Таким образом, налицо слабое звено методики ускоренной разведки крупных залежей с наклонными ГВК и упруговодонапорным режимом разработки. Разреженную сетку скважин на оценочной стадии разведки подобных залежей следует применять лишь для газоносной части продуктивных комплексов, имея ввиду возможность уточнения деталей строения присводовых участков залежи при доразведке. Работы же по оконтуриванию залежи с наклонным ГВК необходимо выполнять в полном объеме на оценочной стадии разведки, так как при доразведке их проведение не планируется.

Несколько слов следует сказать также о методике разведки массив-

ных залежей газа, изложенной в работе Г.А. Габризянца с соавторами [7]. Суть ее заключается в преимущественной концентрации разведочных скважин на присводовых участках массивных залежей. При этом размещение скважин на залежи основано на принципе равенства удельных эффективных газонасыщенных объемов пород, разведываемых каждой отдельной скважиной. Оконтуривание залежей газа массивного типа по рассматриваемой методике не ведется.

Подобная модель размещения разведочных скважин на массивной залежи вызывает повышенный интерес у геологоразведочных организаций, так как позволяет избежать бурения непродуктивных, или малоинформативных скважин. Однако рассматриваемая методика применима лишь при разведке массивных залежей относительно простого строения. Объект разведки должен иметь достоверную структурную характеристику, однородный коллектор, горизонтальный ГВК, газовый режим работы и т. п. В природе же обычно встречаются сложнопостроенные залежи. Для крупных сложнопостроенных массивных залежей с наклонным ГВК методика разведки, предложенная Г.А. Габризянцем, малоэффективна, ввиду того что при разработке таких залежей газа с упруговодонапорным режимом рано или поздно придется бурить пьезометрические скважины и изучать законтурную часть залежей. Подобную задачу пришлось решать, например, для массивной залежи пермо-карбона Оренбургского месторождения, где в связи с активным продвижением воды в залежь в процессе разработки возникла необходимость бурения широкой сети пьезометрических и наблюдательных скважин.

§ 7. ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, ПРИУРОЧЕННЫХ К ЛОВУШКАМ НЕАНТИКЛИНАЛЬНОГО ТИПА (НА ПРИМЕРЕ ДАУЛЕТАБАД-ДОНМЕЗСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

В мире открыто более 16 тыс. месторождений нефти и газа и в несколько раз больше их залежей [26]. Многочисленные залежи связаны с неантиклинальными и комбинированными ловушками. Так, из 306 известных нефтяных и газовых месторождений-гигантов 68 связано с неантиклинальными и комбинированными ловушками [35].

По материалам геологов США и Канады, на долю неантиклинальных ловушек приходится примерно 36 % запасов нефти и газа этих стран. Наибольшее число месторождений, связанных с неантиклинальными ловушками в США открыто в Пермском нефтегазоносном бассейне (55,5 % общего числа нефтяных месторождений и 38,8 % общего числа газовых месторождений) и в Иллинойской впадине (67 % общего числа месторождений нефти и газа) [35].

На территории Советского Союза большинство выявленных залежей газа и нефти связано с антиклинальными ловушками. Однако за последние годы в СССР также обнаружено значительное число месторождений в неантиклинальных ловушках (например, Даулетабад-Донмезское месторождение газа).

Поиски залежей нефти и газа в неантиклинальных ловушках сопряжены со значительными трудностями, прежде всего методического характера. Достоверность научного прогноза пока мала. Большинство известных месторождений нефти и газа открыто в неструктурных ловушках в значительной степени случайно. Сейсмические методы малоэффективны. Для небольших залежей необходима плотная сетка скважин и систематизация обширной геологической информации [33]. При поисках многие скважины оказываются непродуктивными.

Несмотря на имеющиеся трудности, месторождения в неантиклинальных ловушках в СССР и за рубежом постоянно открываются. От того, насколько быстро и каким числом разведочных скважин завершится разведка таких месторождений, зависят в конечном итоге экономические показатели поисков и разведки. Однако определение оптимального числа и рациональной системы размещения скважин при разведке неантиклинальных залежей является сложной, до сих пор нерешенной задачей.

Существенное значение при разведке неантиклинальных залежей газа и нефти имеет вопрос выбора рациональной системы расположения разведочных скважин. В практике разведочных работ чаще применяется профильная система, при которой скважины закладываются как на параллельных, так и на пересекающихся прямых линиях. Реже при разведке литологических газонефтяных залежей скважины располагают по углам равностороннего треугольника. В работе И.К. Наугольного и Э.А. Гончаренко [20] с целью определения наиболее рациональной системы расположения скважин при разведке неантиклинальных и комбинированных залежей газа с помощью математических методов оценены различные варианты расположения скважин. Для залежей, приуроченных к ловушкам неантиклинального типа, в качестве наиболее эффективной в этой работе предлагается разведка системой поперечных профилей скважин. Однако в отношении выбора рационального направления этих профилей рекомендаций не дано.

Самым крупным, не имеющим аналогов в СССР месторождением газа, связанным с неантиклинальными ловушками, является Даулетабад-Донмезское, открытое в 1974 г. в Восточной Туркмении. Промышленная газоносность месторождения связана с терригенными отложениями готеривского яруса нижнего мела. Притоки газа получены из песчаников V, IV и III горизонтов. В целом весь комплекс терригенных отложений готеривского яруса является гидродинамически единым резервуаром. Общая мощность готеривских отложений колеблется от 60 м (скв. 17) до 210 м (скв. 24).

Даулетабад-Донмезское месторождение приурочено к крупному структурному элементу осадочного чехла на северном склоне Бадхыз-Карабельской зоны поднятий (рис. 19). В пределах Бадхызского блока на юге выделяется Курукбели-Даулебадское валообразное поднятие субширотного простирания. В западной части поднятия обособляется Гумбезли-Даулетабадская гемиянтиклиналь, четко выраженная в отложениях юры и мела. Севернее Курукбели-Даулетабадского поднятия в широтном направлении простирается моноклиальный склон Бадхыз-Карабельской

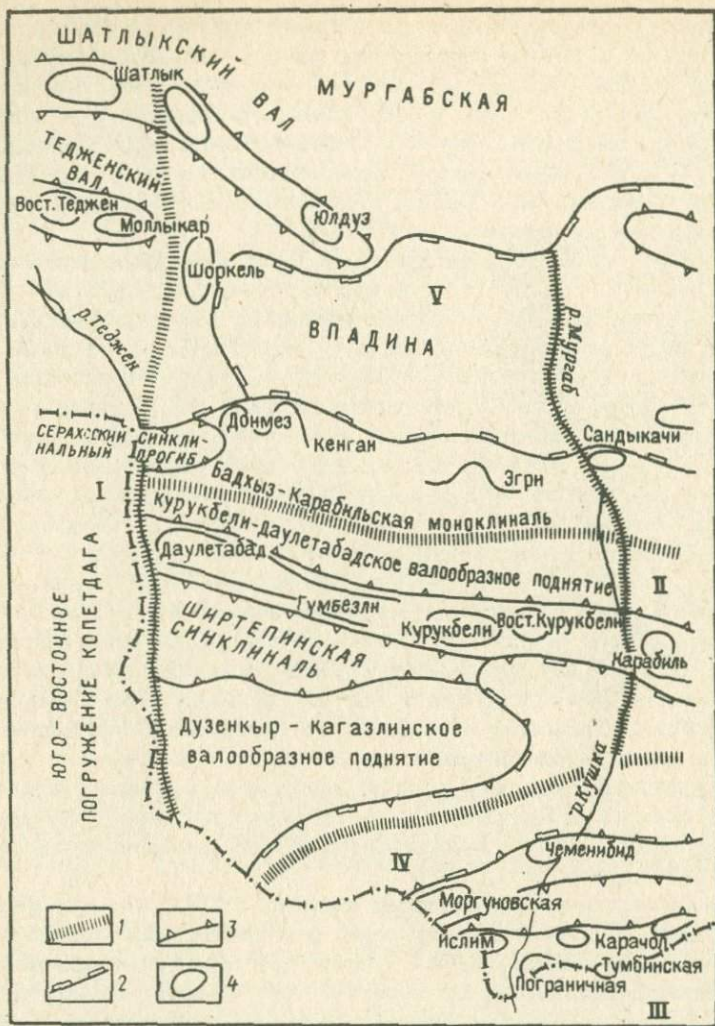


Рис. 19. Мургабская впадина. Схема тектонического районирования (фундамент) (по М.К. Мирзаханову и А.А. Николаеву) :

Структурные элементы первого порядка: I — юго-восточное погружение Копетдагского мегантиклинория, II — Бадхыз-Карабильская зона поднятий, III — горноскладчатое сооружение Банди-Туркестан, IV — Калаиморско-Кайсарский прогиб, V — Сандыкачинская зона прогибов.

Границы структурных элементов: 2 — первого порядка, 3 — второго порядка; 4 — локальные поднятия

зоны, осложненный Донмезским, Кенганским и Эгрийским структурными носами на севере и Серахсским синклинальным прогибом на западе, а также узкими структурными террасами. Две газовые залежи приурочены соответственно к Гумбезли-Даулетабадской гемиантиклинали и северному моноклиальному склону Бадхыз-Карабельской зоны (рис. 19, 20).

В строении осадочного чехла рассматриваемого района участвуют морские отложения верхней юры (келловей—оксфорда), нижнего и верхнего мела и палеогена, а также континентальные образования неогена. Отложения валанжинского яруса нижнего мела трансгрессивно залегают на различных горизонтах келловей—оксфорда. В районе поднятия Курукбели отложения юры полностью выпадают из разреза и породы нижнего мела трансгрессивно залегают на фундаменте. В строении моноклинали северного склона Бадхыз-Карабельской зоны участвуют ниже-среднеюрские отложения, а также қимеридж-титонская хемогенная толща, которые отсутствуют в разрезе Даулетабад-Курукбелейской цепочки поднятий.

В ходе бурения поисково-разведочных скважин в пределах Даулетабад-Донмезского месторождения было установлено отсутствие замкнутых антиклинальных структурных форм на Даулетабадской, Восточно-Даулетабадской и Донмезской площадях.

Методика поисково-разведочных работ на Даулетабад-Донмезской площади в связи с неантиклинальными условиями залегания газа в готеривских отложениях характеризуется рядом особенностей. Главной отличительной чертой методики поисков является широкое использование на этой площади параметрического бурения. Параллельно с глубоким параметрическим бурением на месторождении проводились детальные сейсмические исследования МОВ, а также площадные исследования МОГТ. Комплексирование параметрического бурения с геофизическими исследованиями позволило внести существенные коррективы в первоначальную сейсмическую основу. В результате принципиально изменилось представление о геологическом строении и газоносности исследуемой территории. Было установлено, что в пределах Даулетабад-Донмезского месторождения газовые залежи не контролируются локальными структурными ловушками, а приурочены к структурному носу Даулетабадского вала и крупной моноклинали Бадхыза.

Результаты параметрического бурения обусловили методику дальнейших поисково-разведочных работ. На первом их этапе было начато опоскование выявленных параметрическим бурением газовых зон на Даулетабадской, Восточно-Даулетабадской и Донмезской площадях. В результате бурения поисковых скважин были опоскованы залежи газа, установлены общие черты глубинного строения месторождения, вскрыт ГВК на Даулетабадской площади, установлено водяное поле между залежами северного и южного "блоков".

Таким образом, несмотря на большие расстояния между параметрическими и поисковыми скважинами, на поисковом этапе была установлена газоносность обширной территории. Последнее обусловило дальнейший широкий разворот разведочных работ на газ.

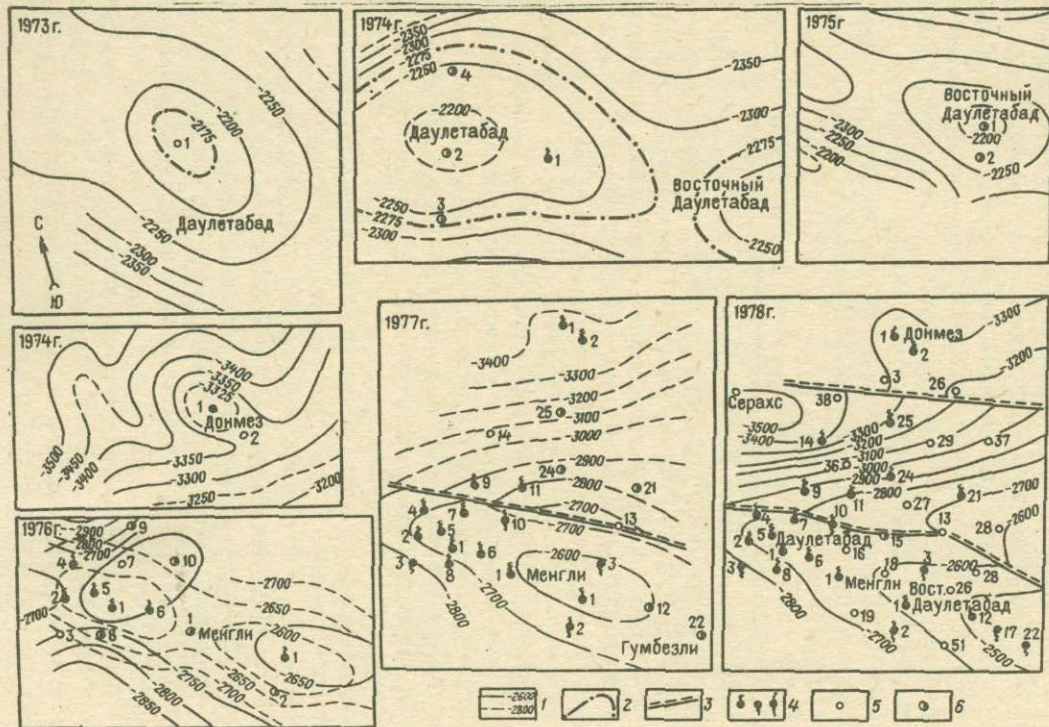


Рис. 20. Даулетабад-Донмезское месторождение. Схема последовательности бурения параметрических, поисковых и разведочных скважин (по М.К. Мирзаханову):

1 — изогипсы кровли IV продуктивного горизонта готеривского яруса, соответственно, по данным сейсмических исследований и бурения, м; 2 — предварительный контур газоносности; 3 — линии предполагаемых дизъюнктивных нарушений; 4 — параметрические, поисковые и разведочные, давшие при опробовании, соответственно, газ, воду, газ с водой, 5 — поисковые и разведочные в бурении; 6 — в опробовании.

На первом этапе работ при разведке собственно Даулетабадской площади применялся профильный метод заложения поисково-разведочных скважин с расстояниями между ними 3,5–4,5 км. Расстояние между профилями составляло 6 км. В дальнейшем с установлением газоносности северной части Гумбезли-Даулетабадской гемиянтиклинали, а затем и северного моноклиналичного склона Бадхыза ввиду выдержанности продуктивного горизонта готеривского яруса при разведке с целью ускорения оконтуривания залежи шаг между поисковыми и разведочными скважинами был резко увеличен до 10–12 км. Разреженная сеть поисково-разведочных скважин оправдывалась необходимостью ускорения работ по опоскованию и разведке огромной по площади залежи на моноклинали.

Несмотря на значительные объемы бурения, границы месторождения по состоянию на 1/1 1982 г. остаются слабо изученными. Тип залежи не опознан.

На 1/X 1981 г. на месторождении пробурены 53 скважины, в том числе 41 попала в контур газоносности. За контуром, таким образом, оказалось 12 скважин (скв. 30, 3, 8, 10, 15, 13, 71, 17, 22, 3В-Д, 74, 76) (рис. 21). В этих скважинах из отложений готеривского яруса получены переливающие притоки высокоминерализованной (92–178 г/л) пластовой воды дебитом до 456 м³/сут и избыточным давлением на устье до 4,1 МПа. В четырех скважинах, вскрывших ГVK залежи IV горизонта, получены притоки газа с пластовой водой (скв. 2-ВД, 31, 55, 23). В остальных разведочных скважинах при опробовании получен промышленный газ.

Гидрогеологические исследования проведены в девяти скважинах.

Анализ имеющихся результатов опробования разведочных скважин показывает сложную картину размещения газа и воды на месторождении (см. рис. 21). При моноклиналичном строении основного продуктивного пласта готеривского яруса Даулетабад-Донмезского месторождения вода получена как на востоке разведваемой площади (скв. 74, 76, 22-Г, 17, 3В-Д, 71), так и на юге и западе территории (скв. 3, 8, 30). По предварительным данным, выявленные поля газоносности экранируются со всех сторон высоконапорными пластовыми водами.

С целью изучения причин аномального залегания газа и воды на моноклинали Бадхыза и природы наклона ГVK на Даулетабадском валу проведен анализ имеющихся замеров пластового давления в скважинах. В качестве плоскости приведения пластовых давлений выбрана горизонтальная поверхность на отметке –2800 м. Анализировались замеры пластовых давлений как в водяных, так и в газовых скважинах. Первые использовались в качестве эталона для оценки достоверности вторых. Скорректированные значения пластовых давлений в разведочных скважинах, давших газ, пересчитывались на нижнюю отметку ГVK, причем его наклонный характер считался установленным фактом. Для северного "блока" месторождения нижняя отметка принималась условно равной –3400 м (западная граница залежи), а для южного –2900 м. Затем по известным методикам приведения давлений осуществлялся расчет давлений относительно принятой плоскости приведения [16]. Плотность воды и газа в пластовых условиях определялась расчетным путем [8, 16].

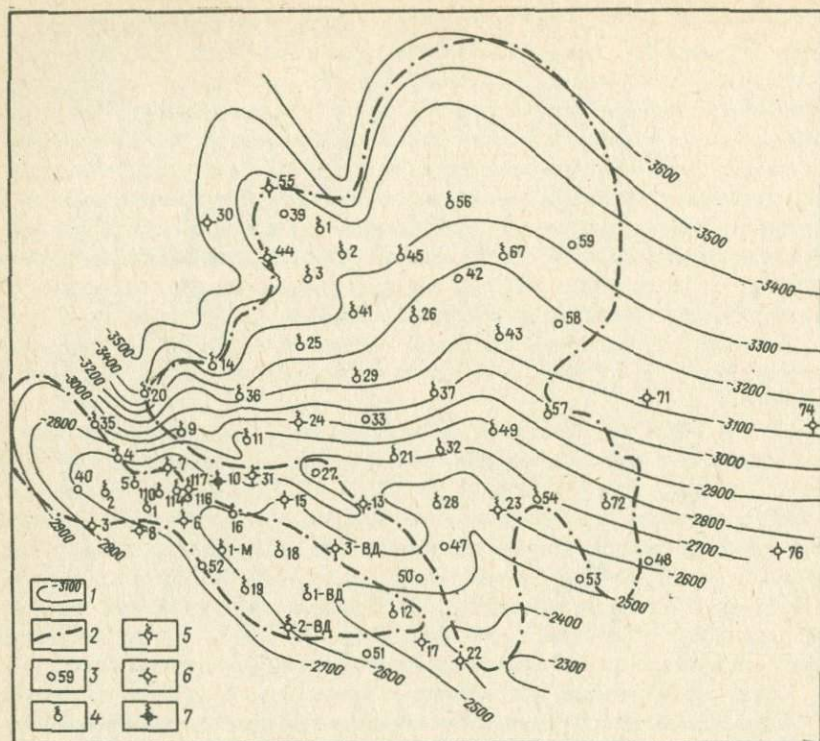


Рис. 21. Даулетабад-Донмесское месторождение. Структурная карта по кровле IV продуктивного горизонта готеривского яруса:

1 — изогипсы кровли IV горизонта, м; 2 — контур гидродинамических залежей газа; 3 — параметрические, поисковые и разведочные скважины; результаты опробования скважин: 4 — газ, 5 — газ с водой, 6 — вода, 7 — вода с непромышленным газом

Полученные значения приведенных давлений (напоров) использованы при построении карты условных приведенных давлений (напоров). В первом приближении она характеризует гидродинамическую обстановку района Даулетабад-Донмесского месторождения (рис. 22). Анализ карты приведенных давлений (напоров) позволяет видеть сложную картину их распределения на месторождении. Отмечается закономерное веерообразное уменьшение их величин от района скв. 17 и 22 в западном, северо-западном и северном направлениях. Если при этом рассматривать данную карту как некоторую условную пьезометрическую поверхность элизионной водонапорной системы нижнего мела, то в направлениях падения приведенных давлений (напоров) будет отмечаться перераспределение гидродинамического потока пластовых вод. При этом областью питания водонапорной системы нижнего мела будет служить зона исчезновения киме-

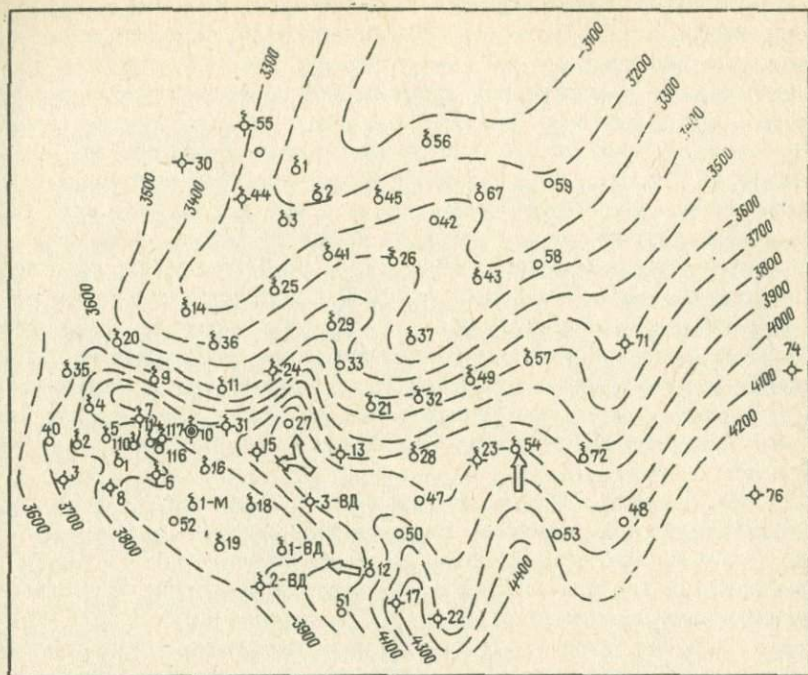


Рис. 22. Даулетабад-Донмесское месторождение. Карта условных приведенных напоров (давлений) готеривского продуктивного комплекса нижнего мела:

Стрелками показано направление снижения приведенных напоров пластовых вод; остальные условные обозначения см. на рис. 21.

ридж-титонской хемогенной толщи и трансгрессивного контакта нижне-меловых и юрских отложений в восточной и центральной частях Курукбели-Даулетабадского поднятия (Г.И. Амурский). Напорные воды юры по этим литологическим "окнам" перетекают в отложения нижнего мела. Предполагается, что скрытая разгрузка элизионных вод нижнего мела происходит в верхние стратиграфические горизонты мела по зонам дизъюнктивных нарушений, выделяемых на основании материалов региональных геофизических работ к западу и северо-западу от месторождения (см. рис. 22).

В районе Даулетабад-Донмесского месторождения на карте приведенных давлений (напоров) выделяются два полузамкнутых пьезоминимума сложной конфигурации, разделенные зоной повышенных давлений (напоров) в районе скв. 3-ВД, 15, 10 (см. рис. 22). Южный пьезоминимум соответствует Даулетабадскому валу, а северный получает развитие на моноклинали Даулетабад-Донмеской и Даулетабад-Мургабской зон месторождения.

Величина перепада приведенных давлений в пределах месторождения по линии скв. 17 и 1-Дн (северный "блок") превышает 11,4 МПа, а по линии скв. 17 и 3 (южный "блок") — 5,91 МПа.

Представленная схема гидродинамики нижнемелового водонапорного комплекса Даулетабад-Донмезского месторождения является предварительной и нуждается в дальнейшем уточнении. Тем не менее, материалы по характеристике водонапорной системы месторождения свидетельствуют о том, что залежи газа северного и южного "блоков" со всех сторон окружены высоконапорными пластовыми водами. Материалы по гидрогеологически исследованным скважинам подтверждают высокую активность пластовых вод. Практически во всех скважинах притоки воды были получены самоизливом при плотности воды порядка $\rho_{\text{в}} = 1,08 \text{ г/см}^3$.

Возможность проявления водонапорного режима создает определенную угрозу внедрения значительных объемов пластовой воды в пределы залежей уже на ранних этапах разработки месторождения. В связи с этим необходима детальная разведка законтурной зоны месторождения. Однако выбор рациональной методики разведки залежей газа с наклонными ГВК в значительной степени определяется их типом. К настоящему же времени тип залежей Даулетабад-Донмезского месторождения, как уже отмечалось, не установлен.

Для предварительного определения типа залежей газа с учетом гидродинамической характеристики водонапорной системы продуктивного комплекса и наклонного характера ГВК были изучены условия гидродинамического улавливания газа на месторождении. Механизм образования гидродинамических ловушек газа подробно изложен в работе А.А. Плотникова [24]. При анализе материалов был использован пликвативный вариант структурной карты кровли IV горизонта готеривского яруса Даулетабад-Донмезского месторождения. При этом учитывалось, что условно проводимые на месторождении по результатам опробования скважин дизъюнктивные нарушения не подтверждаются результатами бурения и материалами геофизических исследований.

Оконтуривание залежей газа на месторождении осуществлено путем сопоставления структурной карты и карты приведенных давлений (напоров) продуктивного горизонта. Методом схождения построена карта следов пересечения структурной и пьезометрической поверхностей. В результате на месторождении установлены две гидродинамические ловушки газа, территориально соответствующие залежам северного и южного "блоков" (см. рис. 21). Восточная граница залежи северной гидродинамической ловушки подтверждается результатами испытания скв. 23, вскрывшей ГВК, и скв. 71, 74 и 76 давших пластовую воду.

Контурные полученных гидродинамических ловушек газа являются ориентировочными, так как при их картировании не учитывались коэффициент усиления гидродинамического градиента в результате увеличения плотности газа с глубиной, а также экранирующий эффект залежи газа [24, 28]. Обращает на себя внимание невысокая достоверность информации о пластовых давлениях. Тем не менее, практически все скважины, давшие газ, попали в контуры гидродинамических ловушек, что позволяет в достаточной мере обоснованно говорить о гидродинамической природе залежей Даулетабад-Донмезского месторождения.

Аналогом Даулетабад-Донмезского месторождения за рубежом явля-

ется знаменитое газовое месторождение Хьюгтон в США [23, 35]. Гигантская неантиклинальная залежь газа на этом месторождении связана с пермскими известняками свиты Вулф-Кэмп моноклинального строения и также экранирована пластовыми, правда, инфильтрационными водами.

Анализ методики разведки неантиклинальных залежей газа Даулетабад-Донмезского месторождения показывает, что разведка здесь ведется профилями скважин по разреженной сетке. Так, южный "блок" Даулетабад-Донмезского месторождения разведывается системой поперечных профилей скважин, ориентированных относительно оси Даулетабадского вала вкрест направления падения приведенных напоров вод (см. рис. 21, 22). Разбурено шесть профилей скважин. Кроме того, в межпрофильных зонах пробурены одиночные скважины (скв. 5, 6), а для определения границы залежи на востоке Восточно-Даулетабадской площади — законтурные скв. 17 и 22. Для оконтуривания залежи южного "блока" запроектированы также как одиночные скважины (скв. 40), так и скважины в профилях (скв. 31, 52, 50, 51) (см. рис. 21). В 1980 г. на залежи южного "блока" месторождения начато бурение эксплуатационных скважин.

Залежь северного "блока" месторождения разбурена восемью профилями разведочных скважин в комплексе с одиночными скважинами в межпрофильных зонах, а также скважинами (скв. 35, 74, 76), пробуренными с целью оконтуривания залежи (см. рис. 21). Линии профилей скважин размещены вкрест простирания моноклинали продуктивного горизонта. Расстояние между профилями колеблется от 6 км на западном участке залежи до 11 км на восточном. Расстояния между скважинами в профилях изменяются от 5 до 14 км.

На первом этапе разведка залежи велась максимально разреженной сеткой разведочных скважин (расстояние 11–14 км), чем достигалась ускоренная оценка газоносности максимально возможной части обширной моноклинали. Затем для подготовки запасов газа промышленной категории C_1 проводилось сгущение сетки разведочных скважин (расстояние 5–8 км). Залежь северного "блока" продолжает интенсивно разведываться. При этом буровые работы направлены главным образом на изучение газоносности восточных и северных районов месторождения, а также на решение задач оконтуривания залежей южного и северного "блоков".

Принятая система разведки месторождения позволила ускоренно разведать большую его часть и в предельно короткие сроки подготовить крупные запасы газа по промышленной категории C_1 . Однако значительные расстояния между разведочными скважинами во внутриконтурных зонах, слабая разведанность законтурных и приконтурных участков месторождения, наличие крупных по площади районов на востоке разведываемой территории с неясными границами газоносности требуют выполнения еще довольно значительных объемов работ по доразведке Даулетабад-Донмезского месторождения. При этом необходимо иметь в виду, что для большей части месторождения выполнена первая (оценочная) стадия разведки. Без проведения работ второй стадии разведки (доразведки) месторождение вводить в разработку нецелесообразно. Необходимость доразведки залежей в зоне размещения эксплуатационных скважин подтверждается

и опытом эксплуатационного разбуривания южного "блока". Так, эксплуатационная скв. 117, заложенная в приосевой зоне Даулетабадского вала, вскрыла продуктивный горизонт на 25 м ниже проектной отметки, попав в приконтурную часть залежи (см. рис. 21). Законтурная зона продуктивного горизонта вскрыта также в эксплуатационных скв. 112 и 115. Аналогичные результаты могут быть получены и на других участках месторождения, если не провести их соответствующую доразведку.

Несмотря на сложный характер строения неантиклинальных залежей Даулетабад-Донмезского месторождения, в методику их разведки, к сожалению, не были внесены соответствующие коррективы, которые позволили бы не только высокими темпами приращивать запасы газа, но и получить более обширную и достоверную информацию о типе ловушки (или ловушек) и условиях локализации в ней (них) газовой залежи (или залежей). Так, не было предусмотрено каких-либо специальных буровых работ для подтверждения наличия и местоположения условно выделяемых разрывных нарушений, не предпринимались попытки оценить наличие и характер гидродинамической сообщаемости верхнеюрского и неомского комплексов юго-восточной периферии Даулетабад-Донмезского месторождения и т. д. К факторам, осложняющим ускоренную разведку неантиклинальных залежей месторождения, следует также отнести запоздалое появление информации о проявлениях сероводорода в продукции ряда разведочных скважин северного "блока".

Установлены следующие особенности распространения сероводорода на месторождении. Прежде всего обращает на себя внимание широкое распространение разномасштабных проявлений сероводорода в пределах северного "блока" месторождения. Однако его восточная часть явно выделяется как по частоте встречаемости, так и по концентрациям сероводорода. В целом преимущественная приуроченность сероводорода к этой части залежи северного "блока", видимо, отражает реально существующие закономерности его распределения на Даулетабад-Донмезском месторождении. Однако необходимо подчеркнуть меньшую достоверность (и число) полевых определений сероводорода на остальной части северного "блока". Это обусловлено прежде всего тем, что на начальных этапах разведки месторождения сероводород определялся далеко не во всех скважинах, а в тех случаях, когда определялся, исследования были недостаточно детальными.

С учетом этих замечаний выделяются следующие особенности в распределении сероводорода в свободном газе (Г.И. Амурский, Н.Н. Соловьев) :

1) максимальное содержание сероводорода характерно для восточной и юго-восточной периферии северного "блока";

2) по мере продвижения к западу и северо-западу концентрация сероводорода снижается сначала в полосе шириной около 10—15 км постепенно от 0,95—0,5 % до (скв. 48, 63), 0,4—0,1 % (скв. 58, 43, 54, 53), а затем резко до 0,035—0,0016 % (скв. 23, 32, 37) ;

3) за пределами зоны сплошного распространения сероводорода едва уловимые его проявления (от следов в скв. 41 до 0,00055 % в скв. 67 и 31) фиксируются спорадически и без видимой закономерности;

4) сероводород в газе залежи южного "блока" полевыми определениями не установлен.

Распределение сероводорода в пластовой воде отличается следующими особенностями:

1) водорастворенный сероводород в различных концентрациях установлен в скважинах северного "блока", давших притоки пластовой воды;

2) максимальное содержание сероводорода (977,5 мг/л в скв. 76) характерно для пластовых вод в восточной законтурной части газового поля северного "блока", концентрация сероводорода в спонтанном газе достигает 10,5–21,3 % (скв. 76 и 71);

3) в пластовых водах, оконтуривающих залежь северного "блока" на северо-востоке (скв. 55) и юге (скв. 31), содержание сероводорода заметно снижается и составляет соответственно 164,9 и 15,6 мг/л.

Кроме того, по некоторым скважинам (скв. 32, 57) проводилось определение сероводорода в отсепарированной конденсационной воде, где он содержится в количестве от 85 до 245 мг/л.

Отсутствие достоверной информации о содержании сероводорода в продукции скважин создает существенные трудности при оценке запасов сероводородсодержащего и бессернистого газа. Для подсчета запасов необходимо достоверное разделение залежи северного "блока" на зоны с сероводородом и без него. Чтобы провести такую границу, необходимо бурение ряда специальных разведочных скважин и ОЭС.

Особенности доразведки неантиклинальных залежей месторождения в условиях их сероводородного заражения сводятся к следующему:

уточнения компонентного состава газа залежей северного и южного "блоков" путем расконсервации ранее пробуренных скважин;

оценка присутствия сероводорода в зонах эксплуатационного разбуривания залежей путем бурения одиночных разведочных скважин и ОЭС;

трассирование границы распространения сероводорода путем бурения специальных разведочных скважин;

оконтуривание сероводородсодержащего восточного поля залежи северного "блока";

изучение компонентного состава водорастворенного газа пластовых вод нижнемеловых и верхнеюрских отложений.

Предлагается следующая схема ускоренного завершения разведки и подготовки к разработке неантиклинальных залежей газа Даулетабад-Донмезского месторождения. Ускорение достигается совмещением этапов разведки и разработки. Доразведку внутриконтурных частей месторождения следует проводить в основном за счет бурения ОЭС. При этом бурение разведочных скважин в зонах эксплуатационного разбуривания не предусматривается. Одновременно необходимо проводить работы по оконтуриванию залежей газа и разведке слабоизученных восточной и северной частей месторождения, а также по уточнению содержания сероводорода как в свободном, так и в водорастворенном газе. Для этого нужно применять разреженную сетку разведочных скважин. Разбуривание профилей на слабоизученных участках неантиклинальных залежей место-

рождения следует проводить в обе стороны от первой разведочной (поисковой, параметрической) скважины. Профили при неясных условиях ограничения залежей газа должны с обеих сторон завершаться скважинами, вскрывшими ГВК либо законтурную зону продуктивного горизонта.

Рациональное число оконтуривающих скважин (N_B) для неантиклинальных залежей гидродинамического типа Даулетабад-Донмезского месторождения определяется по той же методике, что и для антиклинальных пластовых залежей с наклонными ГВК (см. главу V, § 5). При расчете предлагается исходить из общего числа профилей разведочных скважин (n) на каждой из разведочных площадей южного и северного "блоков".

В общем случае число профилей для неантиклинальных залежей в первом приближении рассчитывается с учетом морфологии их структурной поверхности.

Для неантиклинальных залежей структурных носов, выступов и т. п. оно определяется по формуле

$$n_c = l_{дс} / 0,3 \eta_n \sqrt{S_r / N_r}, \quad (V.3)$$

где n_c — число профилей на неантиклинальных залежах структурных носов, выступов; S_r — площадь залежи, км²; N_r — число скважин на профилях в пределах контура газоносности; η_n — отношение длинной оси залежи ($l_{дс}$) к короткой оси ($l_{кс}$).

Для неантиклинальных залежей моноклинали расчет производится по формуле

$$n_m = l_{пм} / \eta_m \sqrt{S_y}, \quad (V.4)$$

где n_m — число профилей на залежах моноклинали; $l_{пм}$ — размеры залежи по линии простирания моноклинали, км; η_m — коэффициент неравномерности, учитывающий соотношение размеров залежи по простиранию и вкрест простирания моноклинали; S_y — задаваемая удельная площадь залежи, разведываемая одной скважиной, км².

Рациональное число оконтуривающих скважин рассчитывается для неантиклинальных залежей структурных носов ($N_{вс}$) и моноклинали ($N_{вм}$), соответственно, по формулам

$$N_{вс} = 2 \left(\frac{1}{\frac{0,3}{l_{кс}} \sqrt{\frac{S_r}{N_r}}} + 1 \right) \quad (V.5)$$

и

$$N_{вм} = 2 \left(\frac{l_{пм}}{\eta_m \sqrt{S_y}} + 1 \right). \quad (V.6)$$

В условиях, когда возможно картирование гидродинамической ловушки газа по структурной и пьезометрической поверхностям, в формулах (V.3 и V.5) размеры залежи по длинной и короткой осям структурного носа заменяются соответствующими размерами гидродинамической залежи газа.

Расчетное число оконтуривающих скважин для залежи северного "блока" Даулетабад-Донмезского месторождения составит, таким образом, не более 18, а для залежи южного "блока" — не более 14.

Возвращаясь к применяемой методике ускоренной разведки неантиклинальных залежей газа Даулетабад-Донмезского месторождения, отметим, что профильная система соответствует рациональной схеме размещения скважин при разведке крупных залежей газа неантиклинального типа. Однако при разведке неантиклинальных залежей на моноклинали вызывает известные затруднения выбор оптимального направления профилей скважин. Если для структурных залежей поперечные профили ориентируются относительно осевой зоны складки, то при разведке неантиклинальных залежей газа на моноклинали профили скважин размещаются большей частью вкрест линии простираения продуктивного пласта. Подобным образом проводилась разведка залежи северного "блока" Даулетабад-Донмезского месторождения, а также неантиклинальных залежей на моноклинали во II пласте келловейского яруса Баракаевского месторождения и в IV пласте рихтанского яруса палеогена месторождения Чонгара-Гальча [24]: В то же время, поскольку основную роль в образовании гидродинамических ловушек на моноклинали играют форма и размеры полузамкнутого пьезоминимума, более рационально было бы профили скважин при разведке залежей такого типа ориентировать вкрест простираения осевой части пьезоминимумов. В общем случае достаточно было бы знать направление падения напоров пластовых вод в продуктивном горизонте и вкрест этого направления размещать профили скважины.

Во избежание переразведки небольших и средних по запасам неантиклинальных залежей газа, в особенности литологического, стратиграфического и тектонически экранированного типов, их следует ускоренно вводить в ОПЭ после получения промышленного газа в двух—трех скважинах. По результатам же ОПЭ следует решать вопрос о целесообразности дальнейшей доразведки этих залежей по площади и о необходимости их оконтуривания. Небольшие и средние по запасам газа гидродинамические залежи оконтуриваются в обязательном порядке, так как при наличии отстающего водонапорного режима без пьезометрических скважин оценить их запасы в процессе ОПЭ нельзя. При этом их разведка должна осуществляться крестом из двух пересекающихся профилей скважин. Число законтурных скважин не должно превышать четырех.

Подводя итог анализу особенностей разведки залежей газа Даулетабад-Донмезского месторождения, остановимся на следующих основных положениях методики ускоренной разведки неантиклинальных месторождений газа.

Поисково-разведочный процесс при изучении неантиклинальных залежей газа подразделяется так же, как и при изучении структурных ло-

вушек, на подготовительный, поисковый и разведочный этапы, а также на стадии подготовки площадей — поисковую, оценочной разведки и детальной разведки (доразведки). Особенностью поисково-разведочного процесса на газ в неантиклинальных условиях является отсутствие четких разграничений между его этапами и стадиями, сложное их переплетение. Так, опоскование неантиклинальных залежей газа при их блоковом строении и крупных размерах производится параллельно оценочной, а иногда и детальной стадиям разведки.

Поисковый этап при неясных условиях ограничения неантиклинальных ловушек, затруднительном определении их типа, формы, размеров, возможности блокового строения завершается лишь после получения промышленных притоков газа в одной—двух скважинах на каждом предварительно выделяемом блоке площади. Для ускорения опоскования неантиклинальных объектов в значительных объемах применяется параметрическое бурение. Широкое комплексирование детальной сейсморазведки, параметрического и поискового бурения создает благоприятные предпосылки для эффективного опоскования крупных залежей газа неантиклинального типа.

Начало разведочного этапа при изучении неантиклинальных залежей газа не всегда предполагает безусловное завершение поискового этапа. При блоковом строении и крупных размерах неантиклинальных залежей газа оценочная разведка ведется вокруг каждой поисковой (параметрической) скважины, давшей промышленный газ. Основным принципом буровых работ на стадии оценочной разведки является их последовательное проведение от известного (поисковая скважина с промышленным газом) к неизвестному. Подобный подход к проведению оценочной разведки вызван отсутствием надежных критериев определения границ газоносности продуктивного пласта в неантиклинальных условиях. Ускорение разведочного процесса на оценочной стадии разведки достигается применением разреженной сетки скважин с широким шагом бурения.

Основная цель оценочной стадии ускоренной разведки неантиклинальных залежей газа — подготовка запасов категории C_1 минимально необходимым числом разведочных скважин. Успех в ее достижении в значительной мере определяется рациональностью принятой схемы размещения разведочных скважин. Однако количественное решение этой задачи при неясных условиях ограничения газоносности продуктивного пласта и невыясненном типе залежи дело исключительной сложности. Эффективность разведочных работ на газ в неантиклинальных условиях во многом зависит от опыта и интуиции геологов, ведущих разведку.

На стадии оценочной разведки неантиклинальных залежей газа минимально необходимое число разведочных скважин (N_{omin}) определяется по числу экстремальных точек (N_3), числу скважин, обеспечивающему стабилизацию подсчетных параметров (N_c), числу оконтуривающих скважин (N_B), а также числу резервных скважин (N_p). Минимально необходимое число разведочных скважин находится в зависимости от типа неантиклинальной залежи, числа равнозначных блоков и размеров залежи. Минимально необходимое число разведочных скважин на оценочной ста-

дии разведки рассчитывается по общей формуле:

$$N_{\text{о min}} = N_{\text{э}} + \Delta N_{\text{с}} + N_{\text{в}} + N_{\text{р}}, \quad (\text{V.7})$$

где $\Delta N_{\text{с}} = N_{\text{с}} - N_{\text{э}}$.

Первоначальное число разведочных скважин ($N_{\text{э}}$) на стадии оценочной разведки определяется по числу "экстремальных" точек на месторождении. За "экстремальные" принимаются точки, в которых предполагается получение максимально возможной информации по строению неантиклинальной ловушки, уточнению ее типа, выявлению и трассировке литологических, тектонических осложнений продуктивного пласта, характеру ограничения газоносного поля залежи и его размерам, форме ГВК.

В неантиклинальной ловушке, связанной с полузамкнутой структурной формой типа структурного носа, выступа с пластовой залежью местоположение "экстремальных" точек выбирается так же, как в структурных ловушках с литологическими, тектоническими и другими осложнениями продуктивного пласта. На подобном неантиклинальном объекте имеются четыре "экстремальные" точки: одна соответствует первой поисковой скважине с промышленным газом, три — точкам пересечения длинной и короткой осей структурного носа с внешним контуром газоносности (рис. 23, а). Положение основных литологических или тектонических экранов определяется еще тремя "экстремальными" точками: одна из них расположена в районе экрана вверх по восстанию пласта на минимальном расстоянии от поисковой скважины, давшей газ, две другие — в зонах пересечения экрана предполагаемым ГВК.

В неантиклинальной ловушке моноклинали, для которой на поисковом этапе не установлен характер ограничения газоносности продуктивного пласта, размеры залежи и ловушки, "экстремальные" точки выбираются вокруг первой продуктивной поисковой (параметрической) скважины. "Экстремальные" точки размещаются на взаимнопересекающихся профилях с пересечением в точке, соответствующей продуктивной поисковой скважине. При этом две "экстремальные" точки располагаются на профиле, ориентированном вкрест простирания моноклинали, а две — по линии простирания моноклинали (рис. 23, б). При размещении "экстремальных" точек на залежи в гидродинамической ловушке учитывается направление снижения напоров пластовых вод (рис. 23, в). Расстояние между "экстремальными" точками принимается равным 10—15 км, что соответствует разреженной сетке разведочных скважин из расчета $50 \div 100 \text{ км}^2$ продуктивной площади на одну скважину. Положение выявленного экрана определяется тремя "экстремальными" точками.

Минимальное число разведочных скважин и их расположение, определяемое "экстремальными" точками, зависят от типа неантиклинальной залежи, структурного строения кровли ловушки, числа равнозначных блоков (рис. 23, в). Число скважин ($N_{\text{э}}$) в "экстремальных" точках ус-

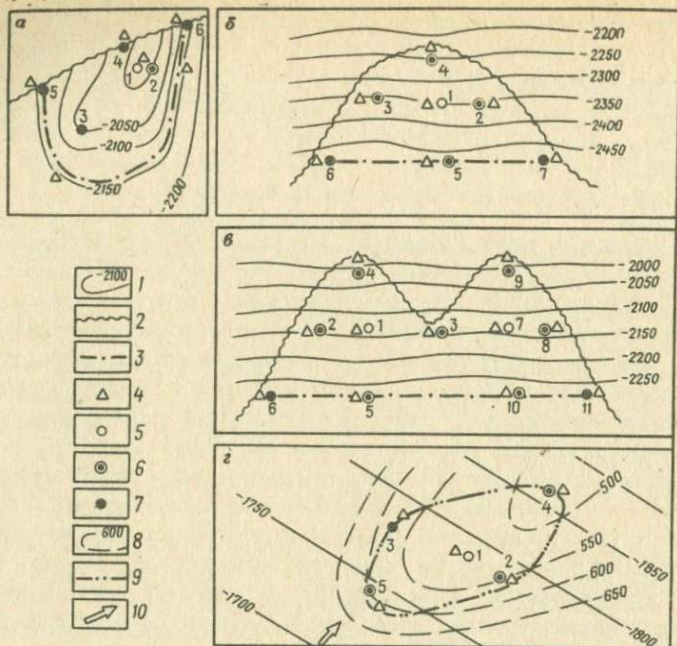


Рис. 23. Схемы размещения "экстремальных" точек и скважин на неантиклинальных ловушках различного типа:

1 — изогипсы кровли продуктивного пласта, м; 2 — линия экранирования залежи газа; 3 — предполагаемый ГVK; 4 — "экстремальные" точки; скважины: 5 — поисковые, 6 — разведочные независимые, 7 — разведочные, зависящие от результатов бурения предыдущих; 8 — гидроизоэпезы, м; 9 — контур гидродинамической ловушки газа; 10 — направление снижения напоров пластовых вод продуктивного комплекса

танавливается по результатам поискового этапа и определяется по формуле

$$N_3 = (a - a_n) k_6 + n_3 - c - n_0^x, \quad (V.8)$$

где a — число "экстремальных" точек в каждом из крупных равнозначных блоков неантиклинальной залежи определяется типом неантиклинальной ловушки и размерами блока ($a \cong 4 \div 5$); a_n — число "экстремальных" точек, в которых пробурены поисковые скважины; k_6 — число крупных, равнозначных по размерам блоков залежи; c — число сдвоенных "экстремальных" точек на границе блоков; n_3 — число "экстремальных" точек для разведки экранов; n_0^x — число зависимых "экстремальных" точек, попавших за пределы разведываемой залежи.

Для мелких и средних залежей газа литологического, стратиграфического, тектонически экранированного типов оценочная разведка в ряде случаев завершается бурением разведочных скважин в "экстремальных" точках. Доразведка таких залежей осуществляется методом ОПЭ.

Важную роль на оценочной стадии разведки крупных неантиклинальных залежей играет группа скважин, обеспечивающая стабилизацию параметров для подсчета запасов газа по категории C_1 (N_c). Минимально необходимое число скважин определяется по графикам стабилизации резервуарных подсчетных параметров (эффективная мощность, пористость, газонасыщенность), построенным для хорошо изученных залежей газа района работ. Окончательный прогноз числа скважин (N_c) производится по анализу зависимости между числом скважин, определенным по графикам стабилизации, и параметрами сложности неантиклинальной залежи [18].

Особое внимание при ускоренной разведке неантиклинальных залежей газа уделяется обоснованию числа оконтуривающих скважин (N_B). Оно зависит от требуемой точности определения контура газоносности, типа неантиклинальных залежей, протяженности и формы экранирующих залежь несогласий, присутствия нефтяной оторочки, режимной характеристики и т. д.

Как правило, специальные работы по оконтуриванию предусматриваются только для крупных неантиклинальных залежей газа. Исключение в этом отношении представляют гидродинамические залежи с активным водонапорным режимом. Залежи этого типа оконтуриваются независимо от их размера. Мелкие и средние залежи газа литологического, стратиграфического и тектонически экранированного типов доразведываются без оконтуривания методом ОПЭ с подсчетом запасов по падению давления.

В первом приближении число оконтуривающих скважин определяется по числу профилей разведочных скважин с учетом необходимости завершения каждого профиля скважинами, вскрывающими внешний контур газоносности неантиклинальной залежи. В число оконтуривающих включаются скважины, трассирующие зоны литологических (тектонических) несогласий, а также попавшие в зону выклинивания продуктивного пласта.

В случае неантиклинальной залежи газа гидродинамического типа (учитывая сложную криволинейную форму ГВК) рациональное число оконтуривающих скважин рассчитывается, соответственно, для пластовых залежей структурных носов по формуле V.5, а для пластовых залежей моноклиналей — по формуле V.6.

В число оконтуривающих включаются и скважины, попавшие за контур газоносности. Их используют для режимных наблюдений в качестве пьезометров.

Расчет минимально необходимого числа скважин на оценочной стадии разведки учитывает сложность строения неантиклинальной залежи и ловушки лишь в общих чертах, так как перед началом разведки многие особенности их строения практически нельзя предвидеть. Для изучения выявляемых несоответствий на оценочной стадии предусматриваются

резервные скважины. К ним относятся скважины для трассировки возможных литологических (тектонических) осложнений, для изучения фазового раздела, для уточнения компонентного состава газа (сероводород) и т. д. Число резервных скважин определяется по дополнительным "экстремальным" точкам, которые находят исходя из конкретных особенностей геологического строения изучаемого неантиклинального объекта в процессе разведки.

В условиях крайне низкого объема информации о геологической модели залежей газа неантиклинального типа наиболее информативной на оценочной стадии ускоренной разведки крупных месторождений является профильная система размещения скважин. При этом используется сгущающаяся система разведки. В условиях применения разреженной сетки скважин эта система позволяет оперативно охватить разведкой всю площадь крупного неантиклинального месторождения. Система обеспечивает ускорение разведки, но содержит риск попадания части скважин в отдаленные участки законтурной зоны месторождения. В этой связи при изучении приконтурных участков и оконтуривания неантиклинальных залежей могут быть использованы элементы ползущей системы.

При профильной системе расположения разведочных скважин с учетом ориентировочно определенного минимально необходимого числа скважин на оценочной стадии разведки сначала определяется расстояние между профилями, затем между скважинами в профилях. При этом по аналогии со структурными залежами используется разреженная сетка скважин из расчета 50–100 км² продуктивной площади на одну скважину (для крупных и уникальных залежей). Профили располагаются перпендикулярно к длинной оси структурных выступов, вкrest простираения моноклиналей и перпендикулярно к осевой зоне пьезоминимумов (для гидродинамических залежей).

Расстояние между профилями ($L_{псн}$) для неантиклинальных залежей структурных носов и выступов в первом приближении определяется по формуле

$$L_{псн} = 0,3\eta_n \sqrt{S_r} / (N_s + \Delta N_c - n_o), \quad (V.9)$$

где S_r — площадь залежи газа, км²; n_o — число одиночных межпрофильных скважин; принимается, что этот параметр в первом приближении составляет 10 % от общего числа разведочных скважин.

Расстояние между профилями ($L_{пм}$) для неантиклинальных залежей моноклинали рассчитывается при неясных размерах залежи и ловушки по формуле

$$L_{пм} = \eta_m \sqrt{S_{ym}}, \quad (V.10)$$

где S_{ym} — удельная площадь залежи на моноклинали, разведываемая одной скважиной; этот параметр определяется эмпирически для каждого

конкретного объекта, исходя из предполагаемых площадных размеров залежи и разреженной сетки скважин; η_M — коэффициент неравномерности, учитывающий отношение размеров залежи по простиранию и вкрест простирания моноклинали. Для северной залежи Даулетабад-Донмезского месторождения $\eta_M = 1,1$.

Расстояние между скважинами на профилях, перпендикулярных к длинной оси структурного выступа (l_c), осевой зоне пьезоминимума (l_n), определяется по формуле

$$l_{cn} = \frac{\sum_i l_{ni}}{N_3 + N_c - n_0 + N_B}, \quad (V.11)$$

где $\sum_i l_{ni}$ — суммарная длина поперечных профилей, км.

Расстояние между скважинами на профилях при разведке залежи моноклинали (l_M) в первом приближении рассчитывается по формуле

$$l_M = 0,8 L_{пм}. \quad (V.12)$$

Отсчет расстояний для определения географического положения каждой скважины производится для структурного выступа от его осевой зоны к крылу. За точку отсчета принимается место пересечения профиля с длинной осью структуры. На моноклинали для определения положения скважин используется линия, проведенная по простиранию моноклинали через поисковую (параметрическую) скважину, давшую промышленный газ. За точку отсчета принимается место пересечения профиля с этой линией. Скважины располагаются от этой точки вниз и вверх по напластованию.

Стадия оценочной разведки мелких и средних неантиклинальных залежей литологического (тектонического) типа считается завершенной при получении промышленного притока газа не менее чем в двух—трех скважинах и оперативного подсчета запасов газа по категориям C_1 и C_2 . Оценочная стадия разведки мелких и средних залежей гидродинамического типа предусматривает выполнение работ по их оконтуриванию.

Стадия детальной разведки (доразведки) неантиклинальных газовых месторождений, так же как и структурных, начинается после утверждения запасов газа ЦКЗ Министерства, проводящего разведку, или ГКЗ СССР и принятия решения об их вводе в ОПЭ (разработку).

В процессе детальной разведки неантиклинальных залежей допускается бурение единичных разведочных скважин. Основной объем задач доразведки решается методом ОПЭ и ОЭС.

Методика расчета числа ОЭС для неантиклинальных залежей идентична их расчету для структурных залежей (см. главу II, § 6).

В заключение главы сформулируем следующие основные ее положения.

1. К сложнопостроенным относятся залежи газа, приуроченные к тер-

ригенным горизонтам неоднородного строения со сложным чередованием проницаемых и слабопроницаемых пластов или пропластков; связанные с горизонтами линзовидного и прослойно-линзовидного строения; приуроченные к глинисто-карбонатным отложениям, а также к слабопроницаемым трещиноватым глинистым и хемогенным толщам. Кроме того, к залежам сложного строения относятся тектонически, литологически и гидродинамически ограниченные залежи.

2. Практика доразведки небольших сложнопостроенных месторождений газа Западного Предкавказья показывает, что в условиях ускоренного ввода в разработку с помощью ОПЭ их доразведка осуществлялась в основном разведочным бурением. ОПЭ месторождений велась в отрыве от задач разведки. При доразведке сложнопостроенных месторождений газа путем бурения дополнительных разведочных скважин проводилось их оконтуривание, что в корне противоречит основному принципу ускоренных методов разведки.

3. Опытную-промышленную эксплуатацию небольших сложнопостроенных залежей газа следует осуществлять с основным на базе продуктивных разведочных скважин, переданных в разработку. Эксплуатационное бурение целесообразно проводить только по завершении ОПЭ и получении результатов, подтверждающих необходимость его проведения. В случае установления по данным ОПЭ значительного увеличения запасов и площади газоносности доразведывать мелкие сложнопостроенные месторождения следует ОЭС.

4. Доразведка крупных и уникальных сложнопостроенных месторождений (залежей) газа с запасами, подготовленными по разреженной сетке скважин, при их длительном поэтапном вводе в разработку проводится главным образом опережающим бурением эксплуатационных скважин. Рациональные объемы опережающего эксплуатационного бурения зависят от сложности геологического строения месторождения. Методические вопросы доразведки крупных и уникальных сложнопостроенных залежей и месторождений газа ОЭС впервые рассмотрены на примере сеноманской залежи газа Уренгойского месторождения.

5. Установленный характер неоднородности продуктивной толщи сеномана Уренгойского месторождения предопределяет целесообразность доразведки залежи в слабоизученных зонах эксплуатационного бурения для уточнения границ сквозных литологических окон наряду с изучением структурной и эксплуатационной характеристик этих зон. Дополнительной задачей ОЭС, бурящихся как наблюдательные с вскрытием ГВК, является уточнение строения газоводяной зоны и получение данных и мощности переходной зоны. Периферийные слабоизученные участки сеноманской залежи доразведываются одиночными разведочными скважинами.

6. На залежах газа, связанных с комплексами линзовидного строения, подсчет запасов газа объемным методом в целом для комплекса как единого объекта приводит к существенному завышению запасов. Подсчет запасов газа должен выполняться только для участков ("линз") залежи, подтвержденных результатами опытной эксплуатации скважин. Запасы га-

за вне выявленных "линз", подсчитанные объемным методом, относятся к забалансовым.

7. В числе критериев по обоснованию целесообразности работ по доразведке сложнопостроенных газовых месторождений на последней стадии разработки при поисках целиков заземленного газа впервые рекомендованы удельные остаточные запасы на одну эксплуатационную скважину. Этот показатель в первом приближении характеризует состояние выработанности эксплуатационного объекта.

8. Широкое применение ускоренных методов разведки крупных залежей газа с наклонным ГВК по разреженной сетке разведочных скважин с последующей их доразведкой ОЭС привело к значительному снижению требований к качеству разведки приконтурных зон таких залежей. Разреженную сетку скважин на оценочной стадии разведки крупных залежей с наклонным ГВК рекомендуется применять лишь для газоносной части продуктивных комплексов, имея в виду возможность уточнения деталей строения присводовых участков залежи ОЭС. Работы же по оконтуриванию таких залежей должны выполняться в полном объеме на оценочной стадии разведки. В этой связи предложен метод расчета числа оконтуривающих скважин при разведке крупных залежей с наклонным ГВК.

9. Анализ особенностей разведки крупных неантиклинальных залежей газа Даулетабад-Донмезского месторождения позволил оценить возможность применения ускоренных методов при разведке залежей такого типа.

Впервые на расчетном уровне сформулированы основные положения методики ускоренной разведки неантиклинальных месторождений (залежей) газа. Показано, что решение этой задачи при неясных условиях ограничения газоносности продуктивного горизонта дело исключительной сложности. Эффективность разведочных работ в неантиклинальных условиях во многом зависит от опыта и интуиции геологов, ведущих разведку.

Глава VI. РАЦИОНАЛЬНАЯ МЕТОДИКА ПОЭТАЖНОЙ РАЗВЕДКИ МНОГОЗАЛЕЖНЫХ ГАЗОВЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Проектирование разведки многозалежных месторождений рационально лишь в том случае, если учтены все геологические и технико-экономические факторы разделения продуктивного разреза на этажи разведки [2, 3 и др.]. При проектировании поэтажной разведки необходимо обращать особое внимание на фактор времени [13].

§ 1. ФАКТОРЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ЭТАЖЕЙ РАЗВЕДКИ И ПРИНЦИПЫ ВЕДЕНИЯ ПОЭТАЖНОЙ РАЗВЕДКИ МНОГОЗАЛЕЖНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

СВЯЗЬ ЭТАЖЕЙ РАЗВЕДКИ С ОБЪЕКТАМИ РАЗРАБОТКИ. ПРИНЦИПЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ И ЭТАЖЕЙ РАЗВЕДКИ

Нерациональность разведки часто проявляется в том, что на месторождении бурится значительное число разведочных скважин, не используемых при разработке. Известны случаи, когда число таких скважин в 2—3 раза и более превышало число необходимых эксплуатационных скважин. Сказанное, разумеется, не относится к сложнопостроенным месторождениям.

Одним из требований рациональной разведки является необходимость передачи большей части, в идеальном случае всех, разведочных скважин промыслу в качестве эксплуатационных. Это требование выполнимо только при условии полной увязки разведки с будущей разработкой, как это предусматривается "Правилами разработки". С этой целью еще в самом начале разведки месторождения по аналогии с соседними хорошо изученными месторождениями или с учетом особенностей данной структуры и нефтегазности отложений, вскрытых первыми поисковыми скважинами, должен быть составлен предварительный проект ОПЭ с выделением объектов разработки. При этом не только намечается предварительное число эксплуатационных скважин, необходимых для разработки каждого объекта с установлением рационального минимума, но и обосновывается принцип размещения эксплуатационных скважин на каждую залежь (эксплуатационный объект) по площади. В результате должны устанавливаться более или менее обоснованные предельные объемы разведочного бурения и принцип размещения разведочных скважин на тот или иной этаж разведки.

В этой связи число этажей разведки должно определяться в зависимости от необходимого числа объектов разработки с тем, чтобы большинство разведочных скважин было сдано в эксплуатацию именно с учетом объектов разработки и необходимого числа эксплуатационных скважин на каждый объект. В процессе разработки газового месторождения скважины, эксплуатирующие крупные или средние газовые залежи, могут одновременно-раздельно эксплуатировать и небольшие залежи газа. Это

обстоятельство также следует учитывать при выделении этажей разведки. Принципы объединения залежей в один эксплуатационный объект подробно рассмотрены в работах П.Н. Шейна, И.А. Леонтьева и других авторов [15 и др.].

Рациональное объединение залежей в один объект эксплуатации наиболее обоснованно производится после изучения их размеров, коллекторских свойств продуктивных пластов, свойств газа и т.д. Однако такое группирование нужно проводить до получения всей совокупности данных по залежам, т. е. еще в процессе промышленной разведки газового месторождения. Это позволит эффективно использовать разведочные скважины при последующей эксплуатации. В ряде случаев для ускорения и удешевления разведки целесообразно выделять укрупненные этажи разведки, которые впоследствии будут разделены на несколько объектов разработки.

Объединение залежей в один объект представляет собой довольно сложную задачу даже при сравнительно хорошей изученности их параметров. В результате такого объединения число эксплуатационных объектов на месторождении становится минимальным, соответственно, значительно сокращаются число скважин и первоначальные затраты. С народнохозяйственной точки зрения вопрос заключается в том, оправдана ли такая экономия. Для правильного решения этого вопроса необходимо для группирования залежей в объект разработки определить оптимальный режим разработки каждой из них [9, 14 15 и др.].

Основными факторами, обуславливающими возможность группирования и объединения газовых залежей в отдельные эксплуатационные объекты, являются следующие: сходство коллекторских свойств пластов; близкое расположение залежей и небольшая разница пластовых давлений; приблизительно одинаковые условия продвижения воды в залежи одной группы, определяемые сходством гидрогеологических характеристик пластов и всей системы; близкие по размерам продуктивные площади залежей, или сходное уменьшение площадей газоносности с глубиной; сходство химических и товарных характеристик газа (содержание конденсата, гелия, сероводорода, углекислого газа, азота).

При отсутствии учета влияния какого-либо из этих факторов возможны серьезные осложнения в процессе эксплуатации. Так, при большой разнице начальных пластовых давлений совместная эксплуатация разных залежей, вводимых в разработку одновременно, будет проводиться при неодинаковых рабочих депрессиях, что приведет к различным условиям продвижения воды в эти залежи. Если же из-за условий устойчивости коллектора невозможно создать такую депрессию, при которой забойное давление самого нижнего пласта было бы ниже пластового давления самого верхнего пласта, могут иметь место перетоки газа по стволу скважины из одного пласта в другой. В этом случае приходится разрабатывать такие залежи раздельно или подключать верхние к разрабатываемым позднее.

При объединении в один эксплуатационный объект залежей (или даже одной залежи), приуроченных к серии пластов или горизонтов с резко

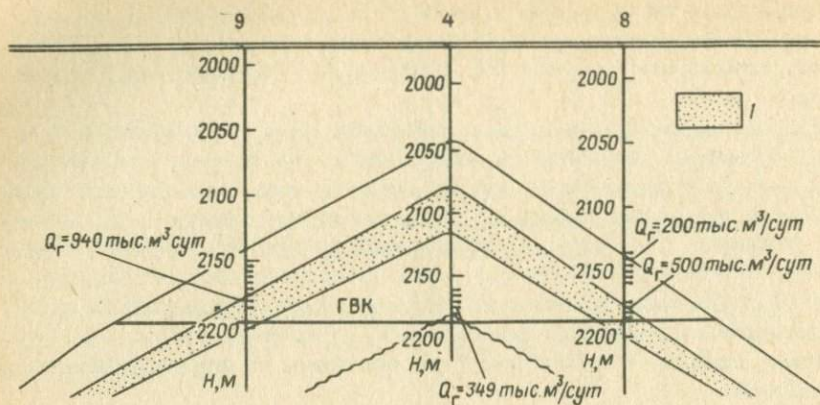


Рис. 24. Ленинградское месторождение. Схематический профильный разрез нижне-мелового продуктивного горизонта:

1 — хорошо проницаемая пачка пластов

различной проницаемостью в условиях проявления упруговодонапорного режима, каждая из них при эксплуатации будет вести себя по-разному. Вследствие различных скоростей продвижения воды могут произойти преждевременное обводнение скважин и резкое осложнение условий эксплуатации всего объекта в целом.

Ярким примером сказанного может служить история разработки сравнительно крупной по размерам единой газоконденсатной залежи нижне-мелового продуктивного горизонта Ленинградского месторождения (рис. 24). Продуктивные пласты этой залежи весьма неоднородны по коллекторским свойствам. В процессе разработки всего горизонта в целом пластовая вода уже за несколько лет продвинулась по хорошо проницаемой пачке пластов, залегающей в средней части продуктивного горизонта, до свода складки. В результате условия эксплуатации этого объекта весьма осложнились.

Разумеется, серьезные осложнения не возникнут, если хорошо проницаемый горизонт будет находиться в нижней части эксплуатационного объекта, что позволит изолировать его после обводнения.

Совместная разработка залежей с резко различным положением ГВК одними и теми же скважинами может оказаться еще более сложной, чем разработка единой залежи, приуроченной к нескольким пластам. Объединение в один объект залежей, связанных как с терригенными, так и с карбонатными слабопроницаемыми коллекторами, может вызвать определенные трудности в проведении мероприятий по интенсификации притока газа. Залежь, связанная с карбонатными коллекторами, потребует солянокислотной обработки призабойной зоны, в плотных песчаниках необходимо будет произвести гидроразрыв, тогда как рыхлые песчаные породы лучше вообще не нарушать.

Если величины площадей газоносности объединяемых залежей различаются в несколько раз, то при равных значениях проницаемости и одинаковом темпе падения давления, т. е. при отборе газа из каждой залежи пропорционально ее запасам, условия продвижения воды в них будут разными. Естественно, что залежь с меньшим контуром газоносности обводнится скорее и осложнит эксплуатацию всей группы залежей, объединенных в один объект. В случае если эта обводнившаяся залежь находится в верхней или средней частях объекта разработки, проведение ремонтно-изоляционных работ будет особенно сложным.

Залежи с большими запасами газа и высокими дебитами не всегда целесообразно объединять в один эксплуатационный объект. Примером тому могут служить залежи IX и X горизонтов месторождения Газли. Начальные рабочие дебиты скважин на каждую из этих залежей составляли до 1 млн. м³, и подключение еще одного объекта при существующей конструкции эксплуатационных скважин почти не увеличивало дебита, поскольку последний ограничивался пропускной способностью эксплуатационных труб. Указанные горизонты, кроме того, было нецелесообразно объединять в один объект из-за разницы начальных пластовых давлений.

В отдельных случаях неэффективным может оказаться объединение залежи с большими запасами газа и высокой продуктивностью скважин с залежью, имеющей небольшие запасы и дебиты. При объединении таких залежей дебит увеличится незначительно, а условия эксплуатации основной крупной залежи могут сильно усложниться. Небольшие залежи можно оставлять как возвратный объект.

Объединение чисто газовых залежей с залежами, имеющими промышленную нефтяную оторочку; также нельзя проводить в тех случаях, когда надолго придется ограничить отборы газа из чисто газовых залежей в связи с особенностями эксплуатации нефтяных оторочек.

Высокое содержание конденсата, гелия, углекислого газа, азота или сероводорода в газе одних залежей и пониженное их содержание в других, намечаемых к объединению в один объект, может служить серьезным препятствием для такого объединения.

Таким образом, эксплуатационные объекты многозалежных месторождений могут состоять из нескольких газовых залежей, близких по геологическому строению, свойствам коллекторов, эксплуатационным характеристикам, составу газа при отсутствии у них промышленных нефтяных оторочек.

Для предварительного решения вопроса об объединении залежей в эксплуатационные объекты не обязательно точно знать величины запасов газа каждой залежи. Важнее знать соотношение запасов их на месторождении. Это соотношение уже на начальной стадии промышленной разведки может быть установлено относительно надежно.

Выделение эксплуатационных объектов должно производиться только на основании всего комплекса рассмотренных выше геолого-промысловых факторов. Сравнение технико-экономических показателей разработки с учетом условий транспорта и потребления газа при раз-

личных вариантах сочетания залежей и отдельной их эксплуатации дает возможность найти рациональный вариант.

О ВОЗМОЖНОСТИ И НЕОБХОДИМОСТИ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ ГАЗА ПО ПАДЕНИЮ ДАВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

При проведении ОПЭ многозалежного газового месторождения наиболее рациональным является подсчет запасов газа залежей по методу падения давления. Особенно большое значение этот метод имеет для оценки запасов небольших и средних залежей (с запасами газа до 30 млрд. м³), так как он позволяет не только успешно и точно определить запасы, но и в максимально сжатые сроки ввести месторождение в эксплуатацию.

Для сокращения числа разведочных скважин, сроков разведки и подготовки всего месторождения или этажа разведки к вводу в эксплуатацию целесообразно объединять продуктивные горизонты таким образом, чтобы к нижним горизонтам в этаже разведки были приурочены залежи, по которым запасы предполагается подсчитать объемным методом. Верхним же объектом в каждом этаже следует намечать горизонт, запасы газа в котором проектируется подсчитать по падению давления.

Указанное положение заставляет при выделении этажей разведки и выборе верхнего продуктивного горизонта учитывать целый ряд обстоятельств — возможные запасы газа верхних залежей, а следовательно, сроки ОПЭ и необходимое или допустимое число разведочных скважин на каждый этаж разведки; отсутствие или наличие тектонических и литологических экранов; возможный режим залежей; необходимость обеспечения соответствующего темпа отбора газа из залежи, имеющей отстающий водонапорный режим и т. д.

Внедрение воды в газовые залежи, приуроченные к литологически выдержанным горизонтам, может произойти уже на самой первой стадии ОПЭ. Достоверное определение запасов газа по падению давления представляет в этих условиях весьма сложную задачу. Основная трудность заключается в определении количества воды, внедрившейся в залежь. По промысловым данным это, как правило, сделать невозможно, поскольку за сравнительно непродолжительный период ОПЭ даже приконтурные скважины не успевают обводниться, а данные наблюдений по пьезометрическим скважинам в этот период или вообще отсутствуют, или очень ограничены.

Расчеты продвижения воды требуют достоверной информации о коллекторских свойствах пластов и характере неоднородности разреза. Немаловажное значение при этом имеют сведения о строении пластовой водонапорной системы. Такие данные имеются далеко не всегда, если даже месторождение находится в пределах хорошо изученного газоносного района. Нужно, однако, заметить, что в ряде хорошо изученных газодобывающих районов (Днепровско-Донецкая впадина, Северный Кавказ и др.) установлено, какие горизонты характеризуются газовым режимом залежей, а какие — водонапорным.

Оценка количества вторгшейся воды для месторождения, связанного с новым малоизученным районом, крайне затруднительна. Единственным способом, с помощью которого в этих условиях можно добиться повышения точности подсчета запасов, является увеличение темпов отбора газа при ОПЭ таких залежей. Если коллекторы мощные, высокопроницаемые, однородные, хорошо выдержанные по площади, и известно, что залежь подпирается гидродинамически активными водами, то запасы, полученные по падению давления даже при высоком темпе отбора, следует считать завышенными или, по крайней мере, максимально возможными.

Если в один этаж разведки предполагается объединить несколько залежей с небольшими или средними запасами, то следует рассмотреть вопрос о возможности последовательного подсчета запасов газа каждой залежи по данным ОПЭ одних и тех же скважин. Большинство разведочных скважин в этом случае нужно вводить в эксплуатацию начиная с нижнего горизонта, последовательно переводя их в верхние пласты после завершения подсчета запасов соответственно по каждому объекту. При этом основным является вопрос о числе скважин, необходимых для эксплуатации самого верхнего горизонта. Может оказаться, что часть разведочных скважин в процессе разведки целесообразно оставить на нижнем и средних горизонтах. Наоборот, при литологической невыдержанности продуктивного горизонта, к которому приурочена самая верхняя залежь газа, может оказаться необходимым для доразведки ее пробурить дополнительно несколько скважин по периферии залежи, поскольку нередко площадь газоносности верхней залежи, особенно приуроченной к пластам с единой гидродинамической системой, является наибольшей. Анализ ОПЭ поможет уточнить размеры и запасы газа в указанной залежи.

В новых районах ОПЭ месторождений с высокими темпами отбора газа из-за отсутствия газопровода или потребителей невозможна. Вместе с тем проведение детальной доразведки мелких, средних, а иногда и крупных залежей бурением в таких районах приведет к значительному удорожанию подготовки запасов и особенно к увеличению сроков разведки месторождения.

При наличии нескольких скважин, законченных на разные этажи разведки, в этих условиях можно и целесообразно произвести перепуск газа из пластов нижнего этажа в пласты верхнего с замером на поверхности количества перетекающего газа и определением изменения пластового давления в обеих залежах. Имея такие данные, легко подсчитать запасы газа в одной залежи по снижению давления, а в другой — по его нарастанию. И в этих условиях целесообразно максимально увеличивать темпы перепуска газа с тем, чтобы не допустить сколько-нибудь заметного вторжения или, наоборот, оттеснения краевых вод, поскольку это может весьма существенно сказаться на результатах подсчета запасов. При отсутствии наблюдений за поведением пластового давления в законтурной области в непосредственной близости от контура необходимо произвести расчеты перемещения воды с тем, чтобы оценить (хотя бы приближенно) возможную погрешность подсчета запасов по изменению пластового давления.

Опыт подсчета запасов по данным перепуска газа из пласта в пласт, осуществленный, например, на Мирненском месторождении Ставропольского края, дал достаточно хорошие результаты.

ОЧЕРЕДНОСТЬ РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ С РАЗЛИЧНЫМИ ЗАПАСАМИ ГАЗА

Как известно, при проведении промышленной разведки многозалежных газовых месторождений главное внимание необходимо уделять разведке залежей, в которых могут быть сосредоточены основные запасы газа, поскольку выявление и изучение именно этих крупных залежей дает общее представление о потенциальных возможностях месторождения в целом и позволяет правильно решить вопрос об использовании газа этого месторождения.

Небольшие по запасам газовые залежи, которые существенно не влияют на общую оценку запасов данного месторождения, целесообразно опробовать и изучать во вторую очередь. Испытание их на стадии промышленной разведки многими скважинами не всегда обязательно, а иногда даже нежелательно, так как может затянуть на длительный срок разведку всего месторождения. Тем не менее, в одной-двух скважинах эти залежи опробовать обычно бывает нужно, чтобы решить, например, вопрос о возможности совместной разработки мелких и крупных залежей одними и теми же скважинами и объединить выявленные залежи в группы для совместной эксплуатации.

Отказ от многочисленных опробований мелких залежей поисковыми, а особенно разведочными скважинами, позволит значительно сократить сроки разведки всего месторождения в целом.

Важным моментом при проведении промышленной разведки является то обстоятельство, что запасы газа крупных базовых залежей и месторождений, на которые проектируется строительство магистрального газопровода, обычно должны быть подсчитаны объемным методом, тогда как для небольших залежей чаще должен применяться метод подсчета запасов по падению давления.

Если на месторождении выявлено две или несколько крупных по запасам залежей, целесообразно на каждую из них одновременно бурить свою разреженную сетку разведочных скважин, чтобы по возможности скорее получить данные для подсчета запасов и проектирования разработки по каждой из них. Этими же скважинами необходимо изучать соседние по разрезу небольшие залежи. Таким образом, в один этаж разведки могут быть объединены несколько небольших и одна крупная залежь.

Нижним объектом в этаже разведки целесообразно выбирать крупную залежь, чтобы именно с нее большинство скважин было сдано в эксплуатацию. При этом верхние небольшие залежи достаточно полно будут охарактеризованы промыслово-геофизическим и керновым материалами. Скважины, пробуренные на крупную залежь, можно использовать для возврата на вышележащие мелкие залежи, часть из которых при необходимости может быть сдана в ОПЭ для получения газа и подсчета его запасов в этих небольших залежах по падению давления. При таком подходе к разведке

группы залежей многозалежного месторождения не произойдет задержки в испытании и вводе в эксплуатацию крупной залежи и появится возможность ускоренной разведки мелких залежей.

Если же залежь, запасы которой должны определяться объемным методом, будет находиться в средней или верхней частях этажа разведки, ОПЭ мелких залежей будет затруднена из-за необходимости быстреего возврата большинства разведочных скважин на основной продуктивный горизонт.

При наличии нескольких крупных залежей на каждый этаж разведки целесообразно бурить свои смещенные друг относительно друга сетки разведочных скважин, что позволит наиболее полно охарактеризовать строение верхних продуктивных горизонтов в плане.

При такой методике, несомненно, будет удлинена срок разведки всего месторождения в целом (если принять за конец разведки подсчет запасов и составление проекта разработки последней мелкой залежи). Однако экономически такой подход будет вполне обоснован, поскольку позволит быстро подсчитать запасы основных залежей газа и ввести эти залежи в разработку в наиболее сжатые сроки.

В отдельных случаях может оказаться целесообразным выделить в этаж разведки только одну залежь, приуроченную к мощному продуктивному горизонту, если ее запасы намного больше запасов всех остальных залежей данного месторождения. К таким, например, объектам можно отнести сеноманские залежи на месторождениях севера Тюменской области, залежи в шатлыкском горизонте на Шатлыке, массивные залежи пермокарбона на Оренбургском, Карачаганакском месторождениях и ряд других залежей.

В ряде случаев, например для крупных газовых залежей (месторождений), содержащих в составе газа сероводород, на базе которых намечено строительство соответствующего газоперерабатывающего комплекса, нет необходимости сразу разведывать всю залежь. Для таких залежей по категории C_1 достаточно разведать только часть запасов, обеспечивающих работу комплекса на необходимый срок. Остальные запасы до промышленных категорий целесообразно доводить лишь после того, как будет принято решение о расширении действующего или о проектировании нового завода.

Газовые залежи, находящиеся в самой верхней части разреза на небольших глубинах, обычно имеют низкие начальные пластовые давления и дебиты и часто относительно небольшие запасы газа. Эти залежи целесообразно объединять в один этаж, причем от специальной детальной их разведки разведочными скважинами можно отказаться, как, например, на месторождении Узень.

СЛУЧАИ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ ВСЕХ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Выше указывалось, что при общей оценке потенциальных ресурсов многозалежного газового месторождения основное внимание уделяется определению запасов крупных газовых залежей. Однако если размеры

поднятий в плане невелики, то весьма вероятно, что крупных залежей на месторождении не будет. В другом случае наряду с одной-двумя относительно крупными залежами газа на месторождении могут быть развиты многочисленные небольшие залежи, суммарные запасы которых будут превосходить запасы крупных залежей. Это чаще всего бывает характерно для разреза, сложенного переслаивающимися терригенными образованиями, выявление залежей в которых промыслово-геофизическими методами обычно не представляет особых трудностей (например, в каменноугольных отложениях Нижнего Поволжья, Фергане, меловых отложениях Южного Мангышлака, на Сахалине и т. д.).

Как в первом, так и во втором случаях в процессе проведения промышленной разведки, особенно в старых газодобывающих районах с разветвленной сетью газопроводов, где очень напряженно обстоит дело с приростом запасов газа (таких, например, как Северный Кавказ), возникает необходимость быстрой промышленной оценки выявленных новых месторождений, определения запасов всех газовых залежей и быстрейшего ввода их в разработку, независимо от того, являются они небольшими или относительно более крупными.

В отдельных случаях, когда, например, открываются залежи газа с повышенным содержанием гелия, необходимого для обеспечения эффективной работы действующих гелиевых заводов, может возникнуть необходимость быстрейшего ввода в эксплуатацию таких залежей даже без оценки запасов газа. В последующем допускается подсчет запасов лишь по падению давления.

После выявления поисковыми скважинами многозалежных месторождений, ускоренно вводимых в разработку, на стадии промышленной разведки должны быть выделены этажи разведки — разработки, причем число разведочных (по существу, разведочно-эксплуатационных) скважин на каждый этаж должно определяться прежде всего необходимым отбором газа из месторождения на начальном этапе его эксплуатации и, соответственно, суммой рабочих дебитов этих скважин и возможным рациональным числом их на каждый эксплуатационный объект.

Заметим, что точно так же нужно подходить и к проведению разведки группы однозалежных газовых месторождений, имеющих небольшие запасы газа. В этом случае каждое такое месторождение по существу можно рассматривать как отдельную залежь.

До решения вопроса о дробном расчленении продуктивного разреза на этажи разведки с целью максимального сокращения времени с начала разведки до ввода месторождения в разработку необходимо произвести экономический расчет для определения целесообразности ввода данного месторождения в ОПЭ [33]. Возможность и целесообразность ускоренного ввода месторождения в ОПЭ во многих случаях определяет, таким образом, методику его промышленной разведки, в том числе и поэтажной.

ПРИНЦИПЫ ПОЭТАЖНОЙ РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЗАЛЕЖАМИ РАЗЛИЧНОЙ СЛОЖНОСТИ СТРОЕНИЯ

В целом ряде районов СССР имеются многозалежные газовые месторождения с залежами, приуроченными как к однородным, так и к сложным, литологически невыдержанным и тектонически нарушенным горизонтам. В условиях продуктивного разреза необходимая детальность изучения отдельных частей которого весьма различна, нужно в самом начале промышленной разведки рассмотреть вопрос о выделении этажей разведки с точки зрения сложности строения продуктивных пластов. Методика поэтажной разведки будет в определенной мере определяться числом выделенных сложно построенных горизонтов и необходимой степенью детальности их разведки. Разведка залежей, связанных с однородными пластами, должна проводиться попутно с разведкой залежей сложного строения. Выбор метода разведки залежей каждого этажа будет зависеть от положения в продуктивном разрезе месторождения залежей газа простого строения.

Как известно, промышленная разведка газовых залежей, приуроченных к пластам-коллекторам с резкой литологической невыдержанностью или разбитым на обособленные тектонические блоки, требует бурения значительного числа разведочных скважин. В случае если запасы газа каждой отдельной линзы или блока в таком пласте представляют существенный промышленный интерес, бурение большого числа разведочных скважин может быть экономически оправдано при условии их соответствия числу скважин, необходимых в дальнейшем для разработки залежей каждого блока или линзы. Совсем иначе обстоит дело с разведкой газовых залежей такого же типа, но имеющих небольшие запасы. В этом случае при уточнении строения продуктивного горизонта, выявлении границ его распространения или подтверждений тектонических нарушений очень легко переразведать каждый блок, пробуравив лишние разведочные скважины.

При разведке залежей, приуроченных к сложно построенным продуктивным горизонтам, в которых затруднена газодинамическая связь отдельных частей, подсчет запасов по методу падения давления зачастую приводит к заниженным во много раз результатам. Поэтому для таких горизонтов ОПЭ не может быть рекомендована как единственный метод разведки и подсчета запасов газа. Для них обязательна проверка величины запасов объемным методом.

Определение достоверной величины запасов газа залежей, связанных с литологически изменчивыми и тектонически нарушенными продуктивными отложениями, и повышение эффективности их разведки являются актуальными задачами, например, для месторождений Якутской АССР.

Как показал опыт разведки и разработки Совхозного месторождения, для газовых залежей, приуроченных к карбонатным отложениям, ОПЭ в большинстве случаев является вообще единственным более или менее надежным методом оценки запасов газа. То же можно сказать и в отношении залежей, для которых из-за очень высоких пластовых давлений и температуры весьма ненадежными являются данные промыслово-геофизи-

ческих методов (залежи нижнемеловой продуктивной толщи на Мирненском, Некрасовском месторождениях Северного Кавказа).

Одной из важнейших задач ОПЭ газовых залежей, приуроченных к сложнопостроенным терригенным или карбонатным пластам, является выяснение степени газодинамической взаимосвязи отдельных участков всех разведываемых газовых залежей. Размер каждой линзы или тектонически экранированного блока, а также параметры пласта могут быть определены специальными газодинамическими исследованиями скважин при нестационарных режимах фильтрации газа, в частности, по характеру заполнения депрессионной воронки после закрытия работавшей скважины [8, 15]. Ярким примером залежи, газодинамическая связь отдельных участков которой весьма затруднена, является газовая залежь, приуроченная к I пласту тульского горизонта Колотовского месторождения.

Для правильной оценки запасов газа на месторождениях с залежами различной сложности строения было рекомендовано [28] изучать их комбинированным способом: по данным редкой сетки разведочных скважин, пробуренных до самого нижнего продуктивного горизонта, ориентировочно оцениваются запасы газа каждого сложнопостроенного горизонта объемным методом; уточнение запасов газа каждой залежи производится последовательно снизу вверх посредством опытной эксплуатации разведочных скважин. Если величины запасов, определенные тем и другим методами, близки друг другу, можно считать, что они установлены точно.

В этой связи предлагается следующая схема поэтапной разведки месторождений с залежами различной сложности строения:

• весь продуктивный разрез на основании поискового бурения разделяется на этажи разведки;

• первые разведочные скважины (одна-две), давшие газ с самого нижнего горизонта в этаже, при наличии вблизи месторождения потребителя или газопровода сдаются в ОПЭ;

• запасы газа, подсчитанные на основании данных ОПЭ, сопоставляются с запасами, ориентировочно оцененными объемным методом;

• если установлено, что вся залежь дренируется скважинами, находящимися в эксплуатации, решается вопрос о целесообразности ее дальнейшей разведки; в противном случае до начала доразведки уточняются строение продуктивного пласта и его возможные запасы с учетом результатов разведки и опытной эксплуатации;

• после установления величины запасов газа по методу падения давления для нижнего горизонта в этаже скважины переводятся на следующий горизонт, а в дальнейшем оставляются эксплуатационными на верхний объект этажа разведки;

• если ряд горизонтов можно объединить в один объект разработки, по завершению ОПЭ верхнего из них в эксплуатацию подключаются и нижние горизонты.

В случае когда месторождение находится вдали от газопроводов, в связи с чем исключается возможность проведения ОПЭ, на нем может быть организован перепуск газа из нижних пластов в верхние, что позволит

уточнить запасы газа в залежах сразу двух этажей разведки по падению и нарастанию давления.

После того как будет установлено, все ли залежи дренируются скважинами, находящимися в ОПЭ, для каждой из них должен быть ориентировочно решен вопрос об условиях и системе их разработки, а после этого, соответственно, о целесообразности и системе доразведки.

При группировании продуктивных горизонтов в этажи разведки наиболее целесообразно литологически хорошо выдержанный мощный горизонт принять в качестве нижнего или, наоборот, верхнего в этаже. Такой принцип группирования наиболее эффективен с точки зрения как разведки, так и разработки всего этажа разведки в целом.

Размещение разведочных скважин на каждый этаж, имеющий в своем составе неоднородные горизонты, следует проектировать по более или менее равномерной сетке, избегая, однако, заложения большого числа приконтурных скважин по верхнему (или, наоборот, нижнему) однородному продуктивному горизонту. Расстояния между разведочными скважинами в присводовой части структуры должны быть относительно небольшими, что позволит более надежно коррелировать сложнопостроенные горизонты и более уверенно выявлять все имеющиеся в них залежи.

Скважины, закладываемые на разные этажи, должны быть смещены друг относительно друга для получения более полной промыслово-геофизической характеристики продуктивного разреза по площади, а следовательно, более надежного выяснения закономерностей изменения эффективных мощностей сложнопостроенных продуктивных горизонтов.

При поисках линз и нарушений не следует уделять большого внимания маломощным пластам, так как приуроченные к ним запасы газа часто не могут окупить даже стоимости пробуренных разведочных скважин, переданных с этих пластов в эксплуатацию.

Во избежание неоправданно больших затрат на детальную разведку и доразведку залежей газа, приуроченных к пластам с резкой литологической изменчивостью или сложнодислоцированным, необходимо в обязательном порядке проводить экономическое обоснование проекта разведки, так как в целом ряде случаев доразведка таких залежей значительно увеличивает себестоимость газа.

При наличии в средней или нижней частях разреза месторождения поглощающих зон, мощных высоконапорных водоносных горизонтов, хемогенных отложений и т. п., требующих перекрытия их в процессе бурения техническими колоннами, проведение испытаний всего разреза в одной скважине весьма затруднительно. Это необходимо учитывать при проектировании и проведении промышленной разведки, в связи с чем во многих случаях может оказаться целесообразным деление продуктивного разреза на два или более самостоятельных этажа разведки. При этом на нижний или нижние этажи нужно будет закладывать разведочные скважины с промежуточными колоннами, на верхний же этаж — скважины с одноколонной конструкцией.

Выделение этажей разведки должно самым тесным образом увязываться с возможностями различных видов каротажа, испытателей пла-

тов и т. д. Выделять самостоятельные этажи разведки обычно необходимо и в тех случаях, когда нижние продуктивные горизонты приурочены к зоне с аномально высокими пластовыми давлениями, как, например, в Азербайджанском, Ферганском, Таджикском, Вилуйском и других нефтегазоносных бассейнах.

При наличии на месторождении массивных залежей газа с очень большой высотой пластовые давления в верхней части залежи иногда на 10 МПа и более превышают нормальное гидростатическое давление. Это создает существенные, часто непреодолимые трудности для проведения промышленной разведки таких высоких залежей одной сеткой разведочных скважин. В процессе бурения скважин на нижние части газовой залежи для предотвращения выбросов из верхней ее части необходимо, чтобы плотность глинистого раствора составляла 1,8–2,0 г/см³. При этаже газоносности 1000 м (например, на Шебелинском месторождении) это создает противодействие глинистого раствора на пласты против подошвы газовой залежи, на 10–15 МПа превышающее гидростатическое давление, что приводит к катастрофическим поглощениям и задавливанию нижних газоносных пластов глинистым раствором. В таких случаях возможны даже разрывы пластов. Указанные обстоятельства привели на Шебелинском месторождении к тому, что эксплуатационные интервалы выбирались по условиям бурения — единая массивная залежь была разделена на два этажа разведки. Если под подобными залежами на месторождении встречаются другие газовые залежи, промышленная разведка их одновременно с верхней залежью, обладающей высоким этажом газоносности, представляет, несомненно, еще большие трудности. Во многих случаях их можно преодолеть спуском промежуточных колонн. Однако это может настолько утяжелить конструкцию скважин, что выгоднее пойти на поэтажное разбуривание.

Проходка мощных хорошо проницаемых газоносных горизонтов со сниженным давлением встречает серьезные технические трудности из-за возможности катастрофических поглощений. В этих условиях следует прибегать к особым методам бурения или к поэтажной разведке.

При бурении разведочных скважин на большую глубину (свыше 6000 м) далеко не всегда имеется возможность провести цементаж эксплуатационной колонны таким образом, чтобы все продуктивные и возможно продуктивные горизонты оказались надежно изолированными друг от друга и, что очень важно, чтобы каждая разведочная скважина могла в техническом отношении являться полноценной эксплуатационной. Последнее обстоятельство также следует учитывать при выделении этажей разведки.

Указанный выше принцип выделения на месторождении этажей разведки "сверху—вниз", обусловленный возможностями бурения на современной стадии технической оснащенности буровых организаций, безусловно, будет существовать и в дальнейшем. Однако с методической точки зрения он далеко не всегда целесообразен, так как на многие годы задерживает открытие и освоение нижележащих нефтяных и газовых залежей на уже обустроенных месторождениях.

При разведке нефтяных залежей требуется значительно большее число разведочных скважин, чем при разведке соответствующих газовых залежей. В этой связи все газоносные горизонты многозалежного месторождения, залегающие выше нефтеносного, будут довольно детально изучены в процессе разведки нефтяной залежи. Однако разведочные скважины, пробуренные на нефтяную залежь, очень редко возвращаются на вышележащие газоносные горизонты. Больше того, на практике, особенно в нефтяных районах, нефтяные залежи вводятся в разработку до окончания (а иногда даже до начала) разведки вышележащих газовых залежей. Это, например, имело место на Тунгорском газонефтяном месторождении Сахалина, где к моменту подсчета запасов газа верхних горизонтов на нефтяную залежь XX горизонта было пробурено около 30 разведочных и 40 эксплуатационных скважин.

Такой подход к промышленной разведке газонефтяного месторождения в какой-то степени обоснован, так как позволяет быстро ввести в разработку нефтяные залежи и, кроме того, детально изучить промышленно-геофизическими методами строение вышележащих газоносных горизонтов. Однако при этом на длительный срок задерживаются оценка запасов и ввод в разработку иногда весьма крупных газовых залежей. Такой случай имел место, например, на Коробковском месторождении Волгоградской области, где подсчет запасов крупной газовой залежи в нижнебашкирскоокских отложениях был произведен лишь через семь лет после начала промышленной разработки залежей нефти в бобриковском и черепетском горизонтах. В связи с этим необходимо подчеркнуть, что в большинстве случаев на газонефтяном многозалежном месторождении как нефтяные, так и газовые залежи необходимо разведывать одновременно. Достичь этого можно поэтажной разведкой (рис. 25). Верхний газоносный этаж часто целесообразно разбуривать после выявления в разрезе газовых залежей и предварительной оценки их промышленной значимости. Разведочные скважины на газ, несомненно, должны закладываться с учетом данных, полученных по скважинам, пробуренным на нефть, в наиболее благоприятных условиях. В самостоятельные этажи разведки целесообразно также выделять и газовые залежи с нефтяной оторочкой промышленного значения.

Для многозалежных месторождений характерно значительное несоответствие структурных планов поднятий по верхним и нижним горизонтам. Нередко поисково-разведочные работы на таких месторождениях ведутся единой сеткой глубоких скважин, которые закладываются лишь на основании данных о строении складки по верхним слоям. Это приводит к бурению определенного числа скважин в заведомо неблагоприятных структурных условиях нижних горизонтов. Такой наиболее простой для выделения этажей разведки случай обычно учитывается разведчиками, но далеко не всегда в должной мере.

Если на основании структурного бурения и полевых геофизических исследований строение складки может быть установлено только по верхним структурным комплексам, строение поднятия по нижележащим отложениям, как известно, выясняется при помощи глубоких поиско-

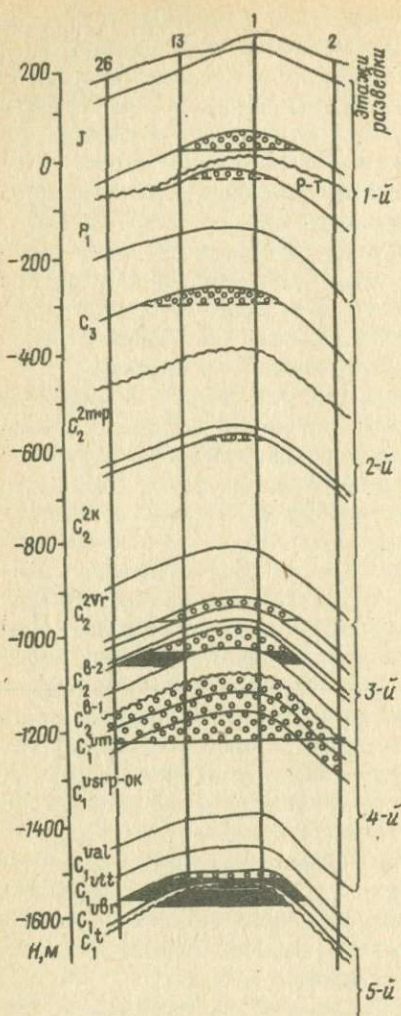


Рис. 25. Коробковское месторождение. Этажи разведки продуктивного разреза

дельной разведки каждого этапа не вызывает сомнения.

Проект разведки площадей в районах с возможным резким смещением сводов с глубиной обязательно должен предусматривать заложение основной части глубоких разведочных скважин только до глубины, на которой наличие структуры и ее форма уже установлены на основании данных сейсморазведки или структурного бурения (разумеется, если есть основание считать, что на этой глубине можно встретить залежи газа или нефти). Что касается уточнения строения нижележащего структур-

во-разведочных скважин. В этом случае скважины, закладываемые на нижний структурный комплекс, будут для нижних горизонтов прежде всего структурно-поисковыми, т. е. скважинами, основной задачей которых наряду с выявлением газовых залежей является уточнение строения складки. Для разведки же верхних возможно продуктивных горизонтов ввиду смещения сводов может быть использована только часть их. При этом ряд структурно-поисковых скважин необходимо бурить не только с прямой целью — установления строения поднятия по нижнему структурному этажу и определения газонефтеносности этих отложений, но и с целью разведки верхних отложений. Если структурно-поисковая скважина, закладываемая на нижние горизонты, окажется далеко за контуром газонефтеносности по верхним продуктивным горизонтам, ее следует использовать в качестве пьезометрической, поскольку она может дать материалы по гидрогеологической характеристике верхних газоносных горизонтов.

Таким образом, может возникнуть необходимость перевода части структурно-поисковых и разведочных скважин, заложенных для выявления строения и нефтегазоносности нижнего этажа разведки, на верхний этаж даже тогда, когда целесообразность проведения раз-

ного комплекса до заложения на него глубоких разведочных скважин, то для этой цели следует обязательно проводить дополнительные детальные сейсморазведочные работы; в случае же отсутствия возможности получения доброкачественных материалов по сейсморазведке, можно рекомендовать бурение двух-трех глубоких структурно-поисковых скважин¹.

Методика разведки многозалежного месторождения по принципу "снизу-вверх", при которой большинство разведочных скважин закладывается сразу же на самый нижний возможно продуктивный горизонт, может быть принята лишь в случае установления на основании региональных геолого-геофизических исследований более или менее согласного залегания всех отложений в данном районе или на данной структуре, т. е. при отсутствии возможности значительного смещения сводов складки с глубиной.

Целесообразность учета общих мощностей нефтегазоносных отложений при выделении этажей разведки сомнения не вызывает. Совершенно очевидно, что в случае залегания между продуктивными горизонтами мощной толщи непродуктивных отложений, достигающей, скажем, 1000—1500 м, возврат разведочных скважин, в которых получены промышленные притоки газа из нижних горизонтов, на верхние горизонты нецелесообразен. Этажи разведки при этом намечаются как бы сами собой.

Однако далеко не всегда фактор общих мощностей отложения имеет первостепенное значение.

Рассмотрим особенности поэтажной разведки, связанные с глубиной залегания продуктивных горизонтов. Выявление и промышленная разведка газовых залежей в продуктивных горизонтах, залегающих на очень больших глубинах, где давление газа может достигать 50—80 МПа, возможны только в специально оборудованных глубоких скважинах. Массовое бурение таких скважин представляет определенные технические трудности и ведет к значительным капитальным затратам. Отсюда следует, что в качестве нижнего горизонта в нижнем этапе разведки следует выбирать тот, который окажется экономически оправданным для разбуривания при существующей технике бурения и крепления скважин, а не любой, залегающий на технически доступной глубине.

Техника бурения быстро прогрессирует, поэтому глубины, которые могут быть достигнуты и освоены в настоящее время с большой затратой времени и средств, через несколько лет могут быть освоены значительно быстрее и дешевле. Поэтому при поэтажной разведке следует уделять внимание экономическому обоснованию глубин промышленной разведки.

¹Комплексный метод ускоренной разведки месторождений нефти и газа с применением детализационной сейсморазведки / И.И. Белова, Б.Я. Вассерман, Н.Т. Забродоцкий и др. — Геология нефти и газа, 1974, №10, с. 1—8.

Кроме перечисленных выше, имеется ряд других обстоятельств, с которыми необходимо считаться при поэтажной разведке.

Если разведочные скважины бурить до нижнего продуктивного горизонта и оставлять на нижнем объекте для эксплуатации, не испытывая в них верхних горизонтов, то при бурении новых разведочных скважин на верхние горизонты произойдет перерасход разведочного бурения. Бурение разведочных скважин в этом случае частично будет осуществлено для ОПЭ и промышленной эксплуатации. Непроизводительных общегосударственных затрат (в случае быстрого ввода месторождения в разработку) в этом случае не произойдет, но планированию разведочных работ будет нанесен урон, так как за счет этих объемов бурения можно было бы разведать новое месторождение.

Это противоречие может быть устранено, если затраты на бурение разведочных скважин, переданных в ОПЭ (в то время, как их надо было бы перевести на испытание верхних горизонтов), отнести за счет средств ассигнуемых на эксплуатационное бурение, учтя при этом разницу в стоимости двух этих видов бурения.

Подобный подход приемлем особенно в тех случаях, когда разведываемое месторождение или часть его залежей должны быстро передаваться в эксплуатацию, как это впервые было осуществлено при проектировании разведки Ачакского месторождения.

Сроки ввода месторождения в промышленную эксплуатацию. Поскольку месторождение обычно вводится в эксплуатацию не сразу, скважины консервируются с заливкой ствола глинистым раствором. В этом случае следует рассмотреть вопрос о целесообразности оставления разведочных скважин для эксплуатации нижнего горизонта. Может оказаться, что затраты, связанные с консервацией и расконсервацией этих скважин, окажутся значительно большими, чем разность в стоимости бурения эксплуатационной скважины на этот горизонт и стоимости бурения разведочной скважины на вышележащий горизонт, на который глубокая разведочная скважина должна была быть переведена для его испытания.

В новых районах, где первой задачей разведки является подготовка запасов газа для строительства крупных магистральных газопроводов (Ямал, Якутия и др.) и где ввод месторождений в эксплуатацию затягивается на весьма длительные сроки, едва ли целесообразно оставлять разведочные скважины на нижние объекты, если из них будут получены даже мощные притоки газа. Это прежде всего относится к случаям, когда разведочное бурение ведется в трудных природно-климатических и бытовых условиях, в необустроенном районе, в условиях бездорожья. При таком положении, несомненно, в каждой разведочной скважине должны быть испытаны по возможности все основные по запасам продуктивные горизонты.

Однако переводить разведочные скважины на каждый следующий вышележащий горизонт даже в необустроенных районах можно только после получения вполне надежных данных испытания, исследования, а в ряде случаев и опытной эксплуатации нижнего горизонта. Прежде всего это относится, разумеется, к горизонтам с крупными по запасам

газовыми залежами, детальная разведка которых уже дает общее представление о запасах всего месторождения. Перевод части разведочных скважин в труднодоступных районах на верхние горизонты обосновывается еще и тем, что при лучшем обустройстве района стоимость эксплуатации скважин на нижние горизонты будет меньше стоимости разведочных скважин, пробуренных на верхние горизонты до обустройства площади. Кроме того, необходимо учитывать, что оставление всех разведочных скважин на нижних горизонтах для их последующей эксплуатации в данном случае приведет к замораживанию средств на длительный срок.

Однако следует особо подчеркнуть, что для отдаленных районов требуется прежде всего выявление запасов крупных залежей, на базе которых будут проектироваться и строиться дальние магистральные газопроводы большой производительности. В этих условиях детальная промышленная разведка небольших по запасам залежей (и месторождений в целом) часто не только не нужна, но и недопустима.

Таким образом, проведение ускоренной разведки многозалежных газовых месторождений возможно лишь с выделением этажей разведки. При поэтажной разведке нужно учитывать приведенный выше комплекс геологических, технических и экономических факторов. В их число не вошел ряд второстепенных моментов, которые при определенных условиях могут также оказывать влияние на поэтажную разведку (отсутствие квалифицированных буровых бригад, затруднения с водоснабжением и т. п.). Однако необходимо отметить, что ни на одном из месторождений не могут присутствовать все указанные факторы. При составлении проекта разведки обычно приходится иметь в виду всего пять-десять из них. Сложность учета всех факторов заключается в том, что во многих случаях отдельные из них противоречат друг другу. Поэтому при проектировании промышленной разведки часто следует принимать компромиссные решения.

§ 2. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ РАЗБУРИВАНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ ЭТАЖЕЙ РАЗВЕДКИ

ОЧЕРЕДНОСТЬ РАЗБУРИВАНИЯ ЭТАЖЕЙ РАЗВЕДКИ

При разведке многозалежного газового месторождения весьма важным является вопрос об очередности разбуривания этажей разведки. Она зависит, во-первых, от потребности в газе района, где находится выявленное месторождение, во-вторых, от запасов газа в отдельных залежах и в каждом из этажей разведки. Основное внимание в большинстве случаев должно уделяться разбуриванию крупных залежей и этажей, содержащих большую часть запасов газа месторождения. Именно их обычно необходимо изучать в первую очередь. Разведка же этажей, содержащих небольшие залежи, во избежание удлинения сроков разведки и подготовки к разработке основных по запасам залежей, а также переразведки небольших залежей, как правило, производится во вторую очередь или в процессе эксплуатации месторождения.

При остром дефиците газа в районе промышленную разведку месторождения целесообразно начинать с этажа, залежи которого при достаточных запасах заключены в пластах с наилучшими коллекторскими свойствами, обуславливающими высокую производительность скважин, имеют оптимальные пластовые давления, малое содержание конденсата и т. д. При проектировании поэтажной разведки следует учитывать условия бурения скважин. В частности, как правило, нецелесообразно приступать к разведке этажей, находящихся ниже залежей, имеющих очень большие этажи газоносности и обусловленные этим сверхвысокие начальные пластовые давления газа и т. д. Кроме того, на очередность разбуривания этажей влияют геологическое строение месторождения, порядок и сроки ввода залежей в разработку, наличие залежей нефти или газовых залежей с нефтяной оторочкой, имеющих самостоятельное промышленное значение, наличие в газе конденсата, гелия, большого количества сероводорода, двуокиси углерода и т. д.

Все рассмотренные выше обстоятельства должны быть всесторонне учтены при выборе порядка и сроков ввода этажей в разведку. Таким образом, принципы и порядок размещения скважин на каждый этаж разведки и на отдельную залежь должны быть индивидуальными для каждого конкретного случая.

ПРИНЦИПЫ И ПОРЯДОК РАЗМЕЩЕНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН ПРИ ПОЭТАЖНОЙ РАЗВЕДКЕ

Изучение газовых месторождений, их подготовка к промышленному использованию, как известно, проводятся различными методами. В зависимости от этого и основные принципы промышленной разведки не одинаковы. Если, например, подсчет запасов газа на месторождении должен быть произведен объемным методом, то при проведении промышленной разведки этого месторождения необходимо изучить конфигурацию залежей, их объемы и т. д. Это, в свою очередь, связано с изучением структурных форм, вмещающих залежи газа, с определением площади газоносности, высотного положения контактов газ — вода, с анализом коллекторских свойств горизонтов, к которым приурочены промышленные скопления газа, и т. п. Если же подсчет запасов газа необходимо произвести по методу падения давления, то основное внимание при промышленной разведке должно быть обращено на точность определения начального и среднего текущего давления в залежи, дебитов скважин, текущего и суммарного отборов газа из каждой залежи с учетом всех потерь, режима залежи.

Поскольку каждая поисковая или разведочная скважина, пробуренная в контуре газоносности, уже может давать газ, определилась возможность применения ОПЭ как метода разведки, причем очень эффективного, особенно в тех районах, где газ легко может быть использован. В отдельных же случаях при разведке многозалежных месторождений в весьма отдаленных районах можно считать допустимым применение метода ОПЭ с выпуском газа в атмосферу. В этих условиях стои-

мость. выпущенного газа может оказаться значительно меньше стоимости разведочных скважин, которые потребовалось бы пробурить для получения геологических материалов, необходимых для обоснованного подсчета запасов газа объемным методом.

Из сказанного следует, что принципы и порядок размещения разведочных скважин на структуре в значительной мере зависят от принимаемой методики подсчета запасов. Так, для подсчета запасов газа объемным методом разведочные скважины должны размещаться на структуре более или менее равномерно (при этом надо избегать, разумеется, заложения большого числа приконтурных скважин), а при подсчете запасов по методу падения давления — в основном на участках залежей, характеризующихся наиболее благоприятными условиями для работы скважин и эксплуатации всей залежи.

Пожелания в отношении установления определенных расстояний между разведочными скважинами на газ и нефть в зависимости от геологического строения месторождений высказывались неоднократно. В Инструкции ГКЗ СССР (1960 г.) имелась табличка рекомендуемых расстояний, где указывалось, что для газовых месторождений они должны быть в 1,5 раза больше, чем для нефтяных. В той же Инструкции, однако, говорилось, что эти расстояния не являются обязательными и в каждом отдельном случае должны определяться в зависимости от конкретных геологических и технико-экономических условий, от подготовленности структуры к промышленной разведке, от применяемого метода подсчета запасов газа и др. Вот это инструктивное указание по существу и является обязательным. Шаблон при разведке (так же как и при разработке) совершенно недопустим.

§ 3. ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ДЛЯ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ НА МНОГОЗАЛЕЖНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

При проектировании поэтажной разведки многозалежных газовых месторождений основная сложность заключается в том, что отдельные факторы, обуславливающие необходимость выделения этажей, часто противоречат друг другу. Именно таким является фактор наличия в разрезе газовых залежей с нефтяной оторочкой.

Необходимость выявления и детальной доразведки нефтяных оторочек промышленного значения в большинстве случаев требует выделения группы продуктивных горизонтов или даже отдельных горизонтов, к которым приурочены газовые залежи с нефтяной оторочкой в самостоятельные этажи разведки. Вместе с тем для газовых частей таких залежей при отсутствии конденсата промышленного значения можно ограничиться лишь единичными опробованиями. Отсюда возникает необходимость дифференцированного подхода к выделению этажей разведки для нефтяных и газовых частей даже одних и тех же групп залежей.

Так, если на месторождении будет выявлено несколько газовых

залежей с нефтяной оторочкой промышленного значения и площади нефтеносности этих оторочек в плане не будут совпадать или же потребуются длительная ОПЭ нефтяных частей залежей, разведка каждой оторочки должна будет проводиться самостоятельно, обособленными короткошаговыми профилями скважин. Таким образом, каждую такую залежь следовало бы выделить в отдельный этаж разведки, но не всегда требуется детальная разведка их газовых частей. В этом случае газовые части всех залежей могут быть изучены одной— двумя присводовыми скважинами. Отсюда следует, что этажи разведки (разумеется, без учета всех других факторов) могут быть различными для одной и той же группы продуктивных горизонтов — дробными для нефтяных частей и укрупненными для газовых частей группы залежей.

При проведении поисково-разведочных работ на многозалежном месторождении, содержащем газовые залежи с узкими сложной формы нефтяными оторочками подчиненного или непромышленного значения, выделение дробных этажей разведки, а также ввод всех поисково-разведочных скважин, давших нефть, в ОПЭ с нижних продуктивных горизонтов не всегда целесообразны. Рациональным для оценки промышленного значения оторочки в этом случае будет ввод в ОПЭ скважин, вскрывших оторочки в наиболее благоприятных для эксплуатации условиях.

Если на многозалежном месторождении выявлена газовая залежь с крупной нефтяной оторочкой, целесообразно часть скважин, закладываемых для разведки этой оторочки, углублять до вскрытия ими оторочек нижних залежей. Это позволит за счет некоторого перерасхода разведочного бурения выявить и более надежно разведать нижние узкие нефтяные оторочки без бурения специально на них поисковых и разведочных скважин. Все неудачные скважины при этом могут быть возвращены на крупную оторочку.

Таким образом, весьма дробное расчленение продуктивного разреза на этажи разведки, часто вполне обоснованное при проведении поисково-разведочных работ на многозалежных газовых месторождениях, для разведки месторождений, содержащих газовые залежи с нефтяной оторочкой, не может быть рекомендовано. При этих условиях следует выделять этажи таким образом, чтобы для каждого профиля скважин ставился комплекс задач по разведке определенной группы залежей. При этом желательно в качестве верхнего объекта исследования для каждой скважины (но не всегда для всей группы) намечать тот, который будет введен в ОПЭ для быстрейшего получения ответа на вопрос о промышленном значении объекта.

Необходимость длительной ОПЭ нефтяных оторочек для определения их эксплуатационной характеристики не дает возможности в ряде случаев перевести разведочные скважины с нижних горизонтов на верхние даже для кратковременного испытания и исследования. В связи с этим такие верхние залежи должны быть выделены в самостоятельный этаж разведки.

Из сказанного следует, что универсальных рекомендаций по выделе-

нию этажей для многозалежных месторождений, содержащих газовые залежи с нефтяной оторочкой, дать нельзя. В случае каждого такого месторождения необходим индивидуальный подход к разведке. Этот вопрос рассмотрен на примере неокомских залежей Уренгойского месторождения в главе VIII.

§ 4. ВОПРОСЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ РАЗВЕДКИ МНОГОЗАЛЕЖНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В настоящее время значительное внимание уделяется вопросам методики геолого-экономического обоснования системы разведки многозалежных месторождений. Окончательный выбор оптимального варианта разведки многозалежного месторождения осуществляется путем расчета и повариантного сравнения объемов капитальных вложений, продолжительности разведочных работ, себестоимости подготавливаемых запасов, экономического эффекта от ускоренной подачи продукции потребителю. Необходимость подобной экономической оценки обусловлена ростом глубин разведываемых месторождений, увеличением затрат на подготовку запасов, сокращением сроков подготовки многозалежных месторождений к разработке.

Учет фактора времени в геологоразведочных работах является важной проблемой, имеющей большое народнохозяйственное значение [13]. Главное при этом "... точный учет наряду с деньгами и ресурсами также и сроков, которых потребует осуществление различных проектов, выбор вариантов, которые дадут быстрейшую отдачу"¹.

В.В. Царевым рассмотрен вопрос о том, как зависит эффективность разведочных работ на многозалежном месторождении от времени их проведения и принятой системы разведки. Для расчета использована формула сложных процентов, определяющая сумму затрат на разведку газовых залежей, приведенных к концу разведки (началу эксплуатации), и ущерб от замораживания капвложений на период проведения промышленной разведки:

$$Y = \sum_1^T K_t (1 + E)^{T-t} - \sum_1^T / K_t,$$

где K_t — ежегодные вложения в разведочные работы, млн. руб.; T — продолжительность разведочных работ, годы; $T - t$ — период отдаления года окончания разведочных работ, годы; E — норматив для приведения разновременных затрат, установленный в размере 0,12.

С использованием этой формулы оценено влияние фактора времени на эффективность и выбор наиболее рационального варианта разведки многозалежного месторождения. Исходные данные для расчета с некоторыми упрощениями приняты по результатам разведки неокома Заполярного месторождения.

¹ Материалы XXV съезда КПСС. М., Политиздат, 1976, с. 61.

Для сопоставления В.В. Царевым взят применяемый вариант разведки неокома одной сеткой скважин, а также варианты поэтажной разведки. При этом в основу последних положено выделение в разрезе неокома Заполярного месторождения двух этажей: верхнего — в объеме продуктивных горизонтов БТ₃ — БТ₇ и нижнего — в объеме горизонтов БТ₉ — БТ₁₂. Для расчета принято, что на верхний этаж разведки скважины бурятся до глубины 2700 м, а на нижний — до глубины 3375 м. Всего проанализировано четыре возможных варианта разведки неокома Заполярного месторождения. Первый вариант предусматривает одновременное проведение разведки каждого этажа самостоятельной сеткой скважин, второй и третий — поэтажную разведку по принципу соответственно "снизу вверх" и "сверху-вниз", четвертый — разведку обоих объектов неокома одной сеткой скважин.

В связи с особенностями геологического строения Заполярного месторождения и точки зрения рациональной его разведки по первым трем вариантам на нижний объект требуется бурение 12 разведочных скважин, на верхний — дополнительно еще десяти скважин. Для достижения такой же степени разведанности обоих объектов, как и при разведке по первым трем вариантам, по четвертому варианту предусматривается бурение 20 разведочных скважин. Таким образом, объем разведочного бурения по всем четырем вариантам одинаков — 67,5 тыс. м. Капитальные затраты по всем четырем вариантам также равны и, если принять стоимость 1 м бурения в среднем 345 руб., без учета фактора времени составляют 23287,5 тыс. руб. Следовательно, в данном случае соблюдены критерии сопоставимости различных вариантов разведки.

Необходимо отметить, что по всем вариантам на месторождении работают два буровых станка, бурение скважин на нижний объект продолжается 5 мес., на верхний — 3 мес.

Технико-экономические показатели разведки рассмотренных вариантов приведены в табл. 5. Расчеты В.В. Царева показали, что наиболее эффективным вариантом разведки является второй, когда производится поэтажная разведка по принципу "снизу-вверх", наименее эффективным — четвертый, когда разведка проводится одной сеткой скважин.

Рассмотренные варианты различаются также продолжительностью разведочных работ. По первым трем из них бурение скважин продолжается почти на 5 мес. меньше, чем по четвертому. В то же время увеличение объемов опробования при четвертом варианте почти в 2 раза соответственно увеличит сроки разведки по этому варианту. Исходя из сроков испытания скважин, подобное увеличение времени разведки может достигать одного-двух лет, т. е. фактический срок разведки по четвертому варианту будет больше расчетного примерно на 1,5 года. В результате этого по первым трем вариантам может быть достигнут значительный экономический эффект от ускоренного ввода в разработку месторождения за счет использования газа в народном хозяйстве. В связи с этим эффект от проведения поэтажной разведки будет значительно выше представленного в табл. 5.

Таблица 5

Показатели	Объект	Варианты			
		I	II	III	IV
Число пробуренных скважин	Нижний	12	12	12	20
	Верхний	10	10	10	—
Продолжительность разведки, годы	Нижний	3,8	2,5	1,3	4,2
	Верхний	—	1,3	2,5	—
Затраты на разведку, рассчитанные с учетом фактора времени млн. руб.	—	30,6	29,8	30,6	30,9

При проведении экономической оценки вариантов разведки многозалежного месторождения следует всегда иметь в виду необходимость соблюдения принципа сопоставимости этих вариантов. Признаками сопоставимости в данном случае являются степень разведанности отдельных залежей и объемы затрачиваемого разведочного бурения. Нарушение принципа сопоставимости вариантов разведки существенно влияет на результаты их экономической оценки. В этом плане характерен пример оценки экономической эффективности применения вариантов поэтажной и односеточной разведки неокома Уренгойского месторождения, где указанный принцип был нарушен [23, 34].

Выбранный для оценки вариант поэтажной разведки неокома Уренгойского месторождения включал три этажа разведки: залежи пластов (горизонтов) БУ₈, БУ₈ и БУ₉ в интервале глубин 2600–2750 м (первый этаж), залежи горизонты БУ₁₀₋₁₁ в интервале глубин 2750–2900 м (второй этаж) и залежи пластов (горизонтов) БУ₁₂, БУ₁₃, БУ₁₄ в интервале глубин 2900–3200 м (третий этаж). На первый этаж разведки планировалось бурение 88 скважин в течение 6,4 года, на второй — 87 скважин за 7 лет и на третий — 74 скважины за 6,9 года. При этом общий срок поэтажной разведки по принципу разбуривания "сверху-вниз" оценивался в 20,5 года при общем объеме бурения 730 тыс. м. По односеточному варианту намечалось пробурить 105 скважин за 10,5 лет при общем объеме бурения 325 тыс. м. Нарушение принципа сопоставимости вариантов разведки неокома Уренгойского месторождения привело в конечном итоге к необъективной оценке их экономической эффективности и неверному выводу о том, что односеточный вариант разведки неокома является наиболее рациональным в условиях многозалежных месторождений севера Западной Сибири.

Десятилетняя практика разведки неокома на Уренгойском месторождении показывает низкую эффективность примененного метода односеточной разведки. Бурение и опробование с 1971 г. более 100 разведочных

скважин на неоком не дало ожидаемых результатов для ускоренного завершения разведки месторождения в запланированный срок. Требуется бурение еще нескольких десятков разведочных скважин, что еще более увеличит сроки разведки месторождения.

Рекомендации по совершенствованию методики разведки газоконденсатных и газонефтяных залежей неокима многозалежных месторождений севера Западной Сибири сводятся к следующему.

1. Рациональным методом является поэтажная разведка. При этом в разрезе неокима следует выделять два основных этажа разведки, соответствующих на Уренгойском месторождении залежам пластов (горизонтов) $БУ_8^0$, $БУ_8$, $БУ_9$ и $БУ_{10-11}$ (третий этаж) и залежам пластов (горизонтов) $БУ_{12}$, $БУ_{13}$, $БУ_{14}$, $БУ_{15}$ и $БУ_{16}$ (четвертый этаж). За базисные нужно принимать горизонты с наибольшими запасами газа, конденсата и нефти. Для Уренгойского месторождения таковыми являются горизонты $БУ_{10-11}$ и $БУ_{14}$ (см. рис. 3).

2. Разбуривание этажей разведки неокима следует проводить по принципу "снизу—вверх", как обеспечивающему при прочих равных условиях более полное изучение продуктивного разреза меньшими объемами разведочного бурения.

3. Верхний этаж разведки неокима, в особенности присводовые газоносные участки, нужно изучать по разреженной сетке скважин с максимально возможным использованием разведочных скважин нижнего этажа. Плотность сетки новых скважин для этого этажа разведки не должна для газовых частей залежей значительно превышать плотность сетки, обеспечивающей момент стабилизации параметров подсчета запасов [31].

4. При поэтажной разведки рекомендуется профильная система размещения разведочных скважин с расстояниями между профилями не более 5 км. Расстояние между скважинами в профилях в присводовых газоносных зонах 2—4 км. В зонах нефтяных отрожек целесообразна уплотненная схема размещения скважин в профилях с расстоянием 0,5—1,5 км и числом скважин не более пяти. В межпрофильных зонах рекомендуется бурение одиночных скважин. Все профили завершаются на обоих крыльях структур скважинами, вскрывшими законтурную зону продуктивных пластов. Профили скважин бурятся в сводовых частях структур как независимые, в седловинах и на периклиналях как зависимые от присводовых.

5. Разбуривание скважин в профилях на участках нефтяных отрожек следует осуществлять по принципу "от центра к периферии". Во избежание попадания большого числа скважин в законтурную зону бурение каждой последующей скважины на нефтяную оторочку должно зависеть от результатов бурения предыдущей.

6. Разведочное бурение с целью обнаружения нефтяной оторочки следует прежде всего вести на участке газовой залежи с наименьшим напором пластовой воды. Если изменения пьезометрических напоров вод не отмечается, то первые разведочные скважины должны закладываться на нефтяную оторочку на пологом крыле складки.

7. Промышленная разведка нефтяных отрожек должна осуществля-

ться самостоятельными короткошаговыми профилями скважин поперек простирания нефтяной оторочки на участках, где ширина ее наибольшая. Окончательное промышленное значение нефтяной оторочки определяется бурением ОЭС.

8. Интервалы опробования продуктивных пластов в скважинах не должны превышать 3—5 м. Необходимо применять поинтервальное опробование разреза. Рациональное число объектов в скважинах семь-восемь на одну разведочную и два-три на одну опережающую эксплуатационную скважину.

Изложенный в главе материал позволяет сделать следующие выводы.

1. Выявлены и обоснованы основные геологические и технико-экономические факторы, обуславливающие необходимость выделения этажей при проведении промышленной разведки многозалежных месторождений.

2. К геологическим факторам отнесены: соотношения запасов газа различных залежей, литологическое строение продуктивных горизонтов, наличие нефтяных залежей или оторочек, различие в глубинах залегания залежей, несоответствие структурных планов и т. д.

3. К технико-экономическим факторам отнесены: связь этажей разведки с объектами разработки, возможность подсчета запасов газа по падению давления в процессе ОПЭ, необходимость ускоренного ввода газовых залежей в ОПЭ и разработку, необустроенность и отдаленность района и т. д.

4. Ускорение промышленной разведки и ввода в эксплуатацию газовых и нефтяных залежей многозалежных месторождений, как правило, возможно только при поэтажной разведке, которая, таким образом, наиболее прогрессивна.

5. Промышленную разведку многозалежных месторождений целесообразно проводить в два этапа. На первом — должны проводиться работы для общей оценки размеров и запасов всех или только крупных (базисных) залежей, на втором, после уточнения проекта разведки, следует осуществлять поэтажную разведку с учетом основных факторов выделения этажей.

6. Очередность разбуривания отдельных этажей разведки зависит от потребности в газе района, запасов газа в отдельных залежах и в каждом из этажей, пластовых давлений газа, условий бурения, сроков ввода залежей в ОПЭ или разработку, наличия нефти, конденсата, сероводорода, гелия и т. д. Промышленная разведка каждого из выявленных многозалежных месторождений должна быть сугубо индивидуальной, зависящей от совокупности всех геологических и технико-экономических условий.

7. Принцип и порядок размещения разведочных скважин на площади зависят прежде всего от применяемой методики подсчета запасов, от возможности и целесообразности ускоренного ввода отдельных залежей или этажей разведки в ОПЭ и разработку. При применении ОПЭ в качестве метода разведки основное число скважин должно закладываться в присводовой части каждого этажа.

Глава VII. РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ НАБЛЮДЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОРАЗВЕДКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕТОДОМ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

По сочетанию различных параметров газовые залежи и месторождения, находящиеся в ОПЭ, можно разделить на две группы (основные): первая — с проявлением газового режима; вторая — с проявлением упруговодонапорного режима.

Ожидаемый режим разработки должен в первую очередь определить, в каких размерах нужно создавать систему контроля на период ОПЭ. Очевидно, что для залежей и месторождений, соответствующих первой группе, при условии что залежи приурочены к достаточно однородным коллекторам, система контроля за ОПЭ требуется в меньшем объеме. Что касается сочетания геологических условий для залежей второй группы, в случае которых неизбежно проявление упруговодонапорного режима, то при небольших размерах залежей и запасов газа, большом пластовом давлении, высокой проницаемости коллекторов и отсутствии зоны ухудшенной проницаемости на контакте продвижение воды за период ОПЭ может оказаться столь значительным, что без системы пьезометрических и наблюдательных скважин достоверный подсчет запасов газа по падению давления окажется невозможным.

При резкой литологической неоднородности продуктивного комплекса для достоверного подсчета запасов также необходима система контроля даже при газовом режиме. В этих условиях скважины, введенные в ОПЭ, могут дренировать только отдельные самостоятельные участки, газодинамически не связанные с остальной частью залежей.

На рис. 26 приведена типизация газовых залежей по рациональным объемам системы контроля в период ОПЭ, обеспечивающим достоверный подсчет запасов газа по методу падения давления.

В процессе проведения ОПЭ газовых и газоконденсатных залежей должен осуществляться следующий комплекс геолого-промысловых исследований и наблюдений: систематические и периодические контрольные измерения и определения пластовых и устьевых статических давлений и температур, уровней жидкости в пьезометрических скважинах, начального и текущего положения контакта газ—вода (газ—нефть и нефть—вода при наличии нефтяных оторочек подчиненного промышленного значения), выделение газодобывающих интервалов с оценкой их дифференциальных дебитов, оценка эффективности различных методов интенсификации притоков, установление притоков внутри эксплуатационных объектов и между ними, изменение дебитов и химического состава газа, выхода конденсата и количества получаемой воды (нефти) по скважинам.

Указанные исследования и наблюдения позволяют осуществлять надежный контроль за проведением ОПЭ, в процессе которой будут эффективно решаться задачи доразведки газовых залежей. В результате этого могут быть определены и периодически уточняются: режимы залежи,

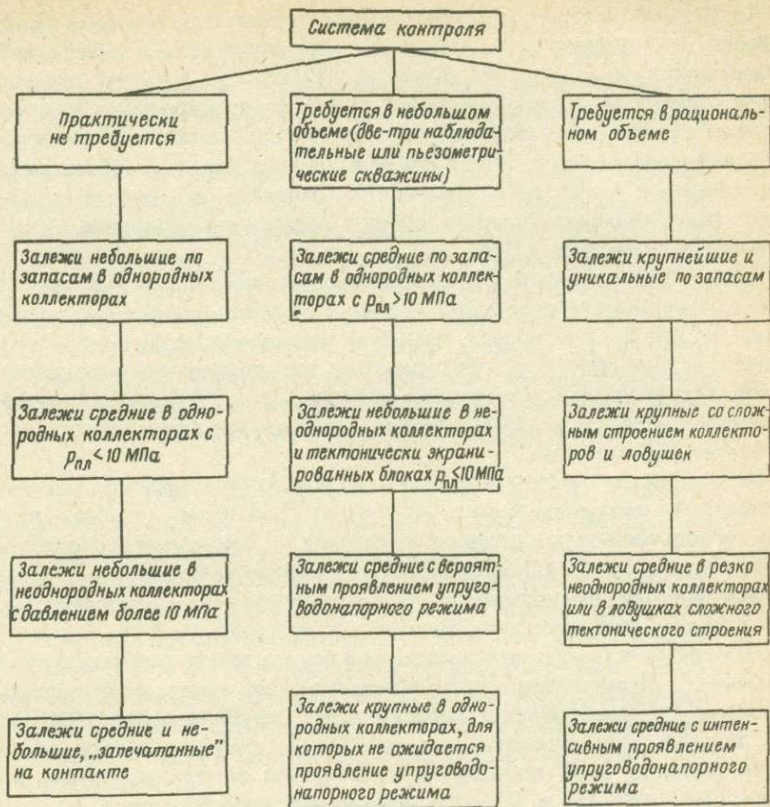


Рис. 26. Типизация газовых залежей по рациональным объемам системы контроля в период ОПЗ

характер и полнота обработки ее по площади и разрезу; рациональный метод интенсификации и оптимальные дебиты скважин; начальные и текущие (остаточные) запасы газа, конденсата сопутствующих компонентов в залежи (и нефти в разрабатываемой оторочке); распределение давления в залежи; взаимодействие отдельных участков залежи; интенсивность и характер продвижения воды (и нефти) на различных участках залежи; температурный режим скважины; агрессивные свойства газа и меры борьбы с коррозией.

Контроль, осуществляемый в процессе ОПЭ, предусматривает построение карт изобар, карт производства эффективной мощности на пористость, определение средневзвешенных давлений на различные даты, графиков "отбор-давление", карт дебитов, карт обводнения и пр.

Ввиду существующего многообразия типов залежей и условий залегания в них газа (и нефти) выбирать систему наблюдений требуется сугубо индивидуально.

Основными принципами размещения скважин должны быть их максимальная информативность, возможность проведения наблюдений на большей части продуктивной площади и по разрезу, а также контролирования отработки в первую очередь наиболее дренируемых зон залежи. Целесообразность размещения наблюдательных скважин в зонах развития слабопроницаемых пород должна быть специально обоснована. Такие скважины необходимы на участках залежей, возможные запасы которых соизмеримы с запасами высокопродуктивных пластов и участков залежей, находящихся в ОПЭ.

Число наблюдательных скважин должно определяться размерами залежи, величиной запасов газа, степенью неоднородности продуктивной толщи по площади и разрезу, наличием разрывных нарушений и их экранирующей способностью, присутствием зон литологического выклинивания, активностью водонапорной системы и т. д. При определении необходимого числа наблюдательных скважин должны проводиться технико-экономические расчеты.

На небольших месторождениях специальные наблюдательные и пьезометрические скважины бурить не следует. Для целей контроля должны быть использованы разведочные скважины — законтурные и приконтурные, а также эксплуатационно-наблюдательные скважины.

Для залежей, приуроченных к высокопроницаемым породам, в которых стабилизация давления происходит довольно быстро, контроль за изменением пластового давления можно осуществлять в эксплуатационных скважинах, периодически останавливаемых на замер. Наблюдательные скважины на такие залежи целесообразно углублять ниже ГВК. Основной задачей этих скважин, не эксплуатирующихся продолжительное время, должно быть проведение наблюдений за продвижением (подъемом) ГВК (или ГНК и ВНК при наличии нефтяной оторочки).

Период измерения давления в наблюдательных и эксплуатационных скважинах следует выбирать с таким расчетом, чтобы между двумя сериями измерений падение пластового давления в среднем по залежи превышало погрешность измерений за счет погрешности манометра не менее чем в 2—3 раза. Определив приблизительно запасы газа объемным методом, можно установить интервалы измерений в зависимости от предполагаемых темпов отбора газа при ОПЭ и обусловленного им падения пластового давления.

Измерения статических давлений следует проводить периодически по всему фонду скважин с минимальным разрывом во времени.

Для крупных газовых залежей с длительным сроком восстановления давления (более пяти суток) целесообразно иметь сеть эксплуатационно-наблюдательных скважин, специально оборудованных для изучения подъема ГВК, точных замеров давления и т. д. Они должны периодически выключаться из эксплуатации, чем обеспечивать надежный контроль за изменением пластового давления в залежи без остановки на замер давления основного фонда эксплуатационных скважин.

Для крупных газовых залежей должны быть организованы специ-

альные наблюдения за выносом из эксплуатационных скважин пластовой воды. При этом особое внимание нужно уделять скважинам, вскрывающим приконтурные части залежей, а на массивных залежах — вскрывающим низы продуктивного разреза, а также зоны возможного развития трещиноватости.

Измерения статических давлений в процессе ОПЭ с обязательным снятием кривых восстановления давления на устье необходимо производить при всех остановках эксплуатирующихся скважин. В скважинах с пониженными значениями устьевых статических давлений, которые имеют локальную депрессионную воронку или жидкость на забое, необходимы периодические замеры забойного (пластового) давления глубинными манометрами после полной стабилизации давления на головке. Периодичность измерений пластовых давлений по таким скважинам, а также по наблюдательным устанавливается, как отмечалось выше, в зависимости от темпов отбора газа и обусловленного им падения давления.

Для контроля за ОПЭ и установления режима залежей необходимо иметь данные не только о падении давления в пределах самой залежи, но и о снижении давления в законтурной части горизонтов.

По массивно-пластовым залежам в пьезометрических скважинах, расположенных в пределах эксплуатационного поля, замеры статических уровней следует производить ежеквартально, а в законтурных скважинах — не реже одного раза в год. Время замеров уровней должно совпадать со временем проведения замеров давлений по фонду эксплуатирующихся и наблюдательных скважин. Целесообразно во всех скважинах-пьезометрах проводить и контрольные замеры пластового давления глубинными манометрами.

На многозалежных месторождениях, в пределах которых одна или несколько залежей консервируются на длительный срок (например, из-за присутствия в газе сероводорода), в обязательном порядке должны быть организованы наблюдения за изменением в этих залежах пластового давления. Такие наблюдения позволят своевременно установить наличие перетоков газа или подошвенной воды в соседние по разрезу разрабатываемые выше и ниже лежащие залежи.

При осуществлении на многозалежном месторождении одновременно-раздельной эксплуатации на нижние залежи должны быть пробурены специальные эксплуатационно-наблюдательные скважины, поскольку при пакерной эксплуатации прослеживание положения ГВК во времени методом НГК или другими геофизическими методами, а также замер пластового давления глубинными манометрами практически невозможны.

Для крупных газовых залежей с "сухим полем" с целью контроля разработки допускается бурение специальных пьезометрических скважин в приконтурной и законтурной областях горизонта, а для массивных и массивно-пластовых — внутриконтурных, причем эти скважины могут иметь меньший диаметр, чем эксплуатационные.

Для контроля за ОПЭ и разработкой крупной газовой залежи необходимо иметь данные не только о падении давления в непосредственной близости от нее, но и о том, насколько далеко распространяется этот процесс в водоносную область продуктивного горизонта. Для этого нужно организовать регулярное наблюдение за поведением пластового давления в этом же горизонте на близлежащих неразрабатываемых месторождениях, максимально используя разведочные скважины.

Для крупных залежей с предполагаемым активным проявлением упруговодонапорного режима желательно также оборудовать в одном-двух направлениях "лучи" (профили) пьезометрических скважин для наблюдения за распределением падения давления в законтурной области пласта.

Для массивных и массивно-пластовых залежей с большим этажом газоносности, а также для пластовых залежей, приуроченных к сложно-построенным пачкам, необходимо иметь данные о распределении пластового давления не только по площади газовой залежи, но и по разрезу, чтобы иметь возможность сравнивать падение давлений в различных по вертикали частях (пачках) продуктивного горизонта. С этой целью следует оборудовать несколько наблюдательных или эксплуатационно-наблюдательных и пьезометрических скважин с дифференцированным вскрытием продуктивной толщи.

Комплексные исследования (газогидродинамические, промыслово-геофизические и газоконденсатные) скважины являются неотъемлемой частью общей системы контроля за ОПЭ и разработкой газовых залежей. Они должны обязательно проводиться во всех газовых скважинах в процессе их освоения после бурения и при вводе в ОПЭ (базисные исследования). Необходимые виды исследований должны периодически повторяться по мере падения пластового давления в залежи. Они обязательны также после работ по интенсификации притоков и капитального ремонта скважин.

По скважинам, эксплуатирующим одновременно несколько пластов, и особенно мощные карбонатные толщи, необходимо проводить комплекс промысловых и промыслово-геофизических исследований, включающих глубинную дебитометрию, термометрию, радиоактивный каротаж, замеры давлений, а при наличии в продукции воды — отборы проб флюидов. Эти исследования должны проводиться периодически в газовой среде под давлением через лубрикатор.

Наблюдения и контроль за вторжением пластовых вод в залежь осуществляются гидрохимическими, промыслово-геофизическим и гидрогеологическими методами. Гидрохимический метод оперативного контроля заключается в систематическом наблюдении за количеством воды и изменением содержания ионов в выносимой воде по всем эксплуатируемым скважинам. При нормальной эксплуатации скважин следует отбирать пробы воды ежеквартально (на экспресс-анализ), а в скважинах с начальными признаками обводнения — ежемесячно (на полный анализ).

Методом контроля за вторжением пластовой воды в залежь является также наблюдение за снижением статических уровней воды в пьезометрических скважинах. В них должны систематически (не реже одно-двух

раз в год) проводятся комплексные наблюдения за снижением статического уровня и распределением давления и температуры по стволу скважины с обязательным снятием кривой восстановления давления и отбором глубинных проб воды и растворенного газа.

На крупных залежах для контроля за текущей газонасыщенностью пластов и положением ГВК в специальных наблюдательных скважинах периодически необходимо проводить комплекс промыслово-геофизических исследований.

Для достоверной интерпретации фактических данных, получаемых в процессе контроля за ОПЭ, необходимо иметь надежные данные по количеству всего газа, извлеченного из пласта (отбор + потери). Если значительные потери газа произошли до ввода залежи в ОПЭ, необходимо тщательно измерить распределение пластового давления по площади и построить карту изобар на момент ввода залежи в ОПЭ.

В процессе ОПЭ в двух-трех скважинах, расположенных в своде и на крыльях залежи, следует периодически выполнять исследования на газоконденсатность в соответствии с действующей Инструкцией.

В заключение перечислим основные положения приведенного в главе материала.

1. Размеры системы контроля за ОПЭ определяются ожидаемым режимом разработки. По характеристике режима месторождения (залежи) газа подразделяются на две основные группы: I — с преимущественным проявлением газового режима; II — с проявлением упруговодонапорного режима.

2. Для месторождений (залежей) газа I группы в условиях приуроченности к однородным коллекторам специальная система контроля не создается. Как исключение, при газовом режиме систему контроля необходимо иметь в случае линзовидного строения газоносного комплекса. Для месторождений (залежей) II группы при определенном сочетании геологических условий продвижение воды за период ОПЭ может оказаться столь значительным, что без специальной системы пьезометрических и наблюдательных скважин подсчет запасов газа по падению давления окажется невозможным.

3. В процессе ОПЭ газовых месторождений (залежей) предлагается следующий комплекс геолого-промысловых исследований и наблюдений: систематические и периодические контрольные замеры пластовых и устьевых статических давлений и температур, уровней жидкости в пьезометрических скважинах, начального и текущего положения ГВК, рабочих дебитов скважин, выхода конденсата и воды по скважинам, дифференциальных дебитов газоотдающих интервалов продуктивного разреза и т. д.

4. Число наблюдательных скважин для контроля за ОПЭ определяется размерами залежи, величиной запасов газа, степенью неоднородности продуктивной толщи по площади и разрезу, наличием разрывных нарушений и зон литологического выклинивания, активностью водонапорной системы и т. д. При определении числа специальных скважин для контроля за ОПЭ проводятся технико-экономические расчеты.

5. Периодичность измерения давления в наблюдательных и эксплуатационных скважинах выбирается с таким расчетом, чтобы за период между двумя сериями измерений падение пластового давления в среднем по залежи в 2—3 раза превышало погрешность измерений за счет погрешности манометра.

6. Для контроля за ОПЭ и установления режима залежей газа II группы необходимы данные о снижении давления в законтурной части горизонта. Замеры давления в пьезометрических скважинах производятся не реже 1 раза в год. Время замеров уровней должно совпадать со временем замеров давлений по фонду эксплуатационных и наблюдательных скважин.

7. Для контроля за текущей газонасыщенностью пластов и положением ГВК на залежах II группы оборудуются специальные геофизические наблюдательные скважины, в которых проводится комплекс временных нейтронных замеров.

8. Для контроля за ОПЭ месторождений (залежей) газа используются в основном разведочные скважины — законтурные и приконтурные, а также эксплуатационно-наблюдательные скважины.

Глава VIII. МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОЙ ДОРАЗВЕДКИ МНОГОЗАЛЕЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Разведка газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных залежей неокома Уренгойского месторождения находится на завершающей стадии. В этой связи вносить радикальные изменения в примененную методику разведки этих залежей для повышения ее эффективности уже поздно, да и, видимо, нецелесообразно. Однако при разработке программы работ по ускоренной доразведке залежей неокома Уренгойского месторождения учтены некоторые положения рациональной методики разведки многозалежных месторождений севера Западной Сибири.

§ 1. ЗАДАЧИ ДОРАЗВЕДКИ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Основной и первоочередной задачей доразведки газоконденсатнонефтяных залежей неокома Уренгойского месторождения является определение промышленного значения выявленных нефтяных оторочек, оконтуривание их высокопродуктивных зон, уточнение геологического строения оторочек. ГКЗ СССР были признаны имеющими промышленное значение, но без права разработки, только отдельные участки нефтяных оторочек горизонтов БУ₈, БУ₁₀₋₁₁. В последующем, несмотря на бурение еще более 40 разведочных скважин, удалось лишь для небольшого участка залежи горизонта БУ₁₀₋₁₁ подтвердить промышленное значение нефтяной оторочки и перевести запасы нефти в категорию С₁. Правда, в последнее время по результатам испытания этого горизонта в скв. 176 промышленное значение нефтяной оторочки на восточном крыле ЦПЗ подвергнуто

сомнению. Кроме того, была выявлена нефтяная оторочка в горизонте БУ₁₄ с участком промышленного значения в районе скв. 123, 137, 140 и 176.

Другой важной задачей доразведки этих залежей является уточнение оптимальных рабочих дебитов скважин на нефтяных оторочках в зависимости от особенностей геологического строения продуктивных горизонтов (наличия глинистых экранов, величины нефтенасыщенной мощности, проницаемости, изменчивости коллекторов и др.).

При доразведке газоконденсатных частей залежей следует уточнить геологическое строение их слабоизученных зон, а также провести более детальное изучение газоконденсатной характеристики и выявить закономерности ее изменения как по разрезу, так и по площади залежей.

§ 2. МЕТОДИКА ДОРАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ

Как уже указывалось, принятое в настоящее время размещение разведочных скважин вдоль всего контура нефтяных оторочек не является рациональным для достоверного определения высотного положения газонефтеводяных разделов, гидродинамической сообщаемости отдельных пластов и пропластков продуктивных горизонтов, наличия и выдержанности в разрезе глинистых прослоев, могущих быть экранами для воды и газа при разработке нефтяных оторочек, ускоренной оценке промышленной значимости отдельных участков нефтяных оторочек.

С целью решения вопросов промышленной доразведки нефтяных оторочек и выполнения достоверного подсчета запасов газа, конденсата и нефти в соответствии с принципами рациональной разведки газонефтяных залежей необходимо на наиболее благоприятных по мощности, ширине и продуктивности участках нефтяных оторочек пробурить ряд поперечных профилей с уплотненным расположением разведочных скважин. При этом при доразведке многозалежного Уренгойского месторождения необходимо учитывать наличие в разрезе неоккома двух основных этажей разведки. В этой связи проектируются две самостоятельных сетки разведочных скважин — на нижний (базисный горизонт БУ₁₄) и верхний (базисный горизонт БУ₁₀₋₁₁) этажи разведки. Таким образом, в намечаемых для доразведки нефтяных оторочек горизонта БУ₁₀₋₁₁ профилях, скважины, находящиеся на участках распространения оторочек горизонта БУ₈, испытываются в интервалах обоих горизонтов. В профилях разведочных скважин для доразведки нефтяной оторочки горизонта БУ₁₄ в непродуктивных или низкопродуктивных разведочных скважинах целесообразно также предусмотреть по возможности полное испытание нефтеносных интервалов вышележащих горизонтов нижнего мела.

Полученные к настоящему времени материалы разведки показывают, что нефтяные оторочки промышленного значения на Уренгойском месторождении имеются лишь в продуктивных пластах (горизонтах) БУ₈, БУ₁₀₋₁₁ и БУ₁₄. При этом промышленный интерес представляют только отдельные участки нефтяных оторочек этих продуктивных гори-

зонтов. Для оценки нефтяных оторочек как возможных объектов разработки предлагается сеть скважин из 31 первоочередной разведочной скважины опережающего бурения и восьми скважин второй очереди разбуривания (рис. 27). Кроме того, из числа проектных эксплуатационных скважин на нефть подобраны скважины, на которые возложены задачи детальной доразведки нефтяных оторочек горизонтов БУ₈ и БУ₁₀₋₁₁. Эти скважины предложено бурить как ОЭС с соответствующей конструкцией, обеспечивающей их последующее использование для целей разработки.

53. СИСТЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ ДОРАЗВЕДКИ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Система размещения скважин для комплексной доразведки газоконденсатнефтяных залежей неокома Уренгойского месторождения самым тесным образом увязывалась с расположением проектных эксплуатационных скважин на газ и нефть. Слабая изученность нефтяных оторочек горизонтов БУ₈, БУ₁₀₋₁₁, содержащих запасы нефти промышленной категории С₁ без права разработки, предполагает бурение на них эксплуатационных скважин лишь при условии выполнения комплекса работ по доразведке.

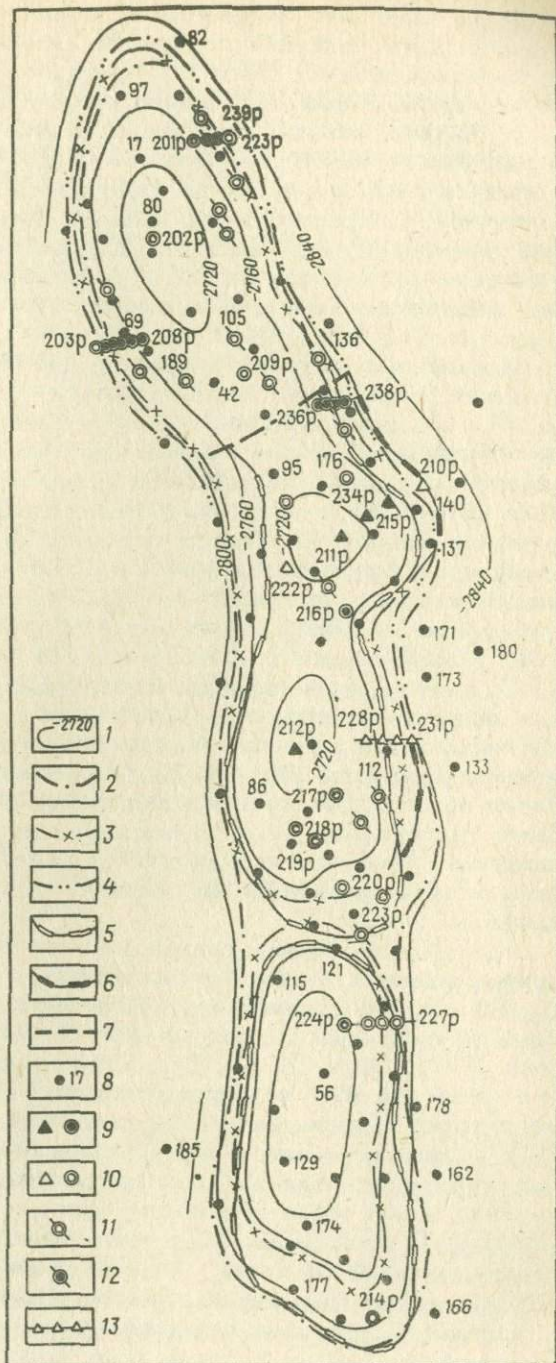
Порядок и очередность бурения разведочных скважин и ОЭС находятся в соответствии с изложенными выше методикой и задачами доразведки нефтяных оторочек и газовых частей залежей. При этом в первую очередь бурятся разведочные скважины и разведочные скважины, совмещенные с эксплуатационными. Затем проводится бурение ОЭС на нефть. После уточнения геологического строения высокопродуктивных нефтеносных зон оторочек бурятся эксплуатационные скважины первой очереди, а затем при необходимости — второй очереди.

При выборе расположения разведочных скважин учитывалась возможность их дальнейшего использования как эксплуатационных. С этой целью большая часть разведочных скважин для доразведки нефтяных оторочек была привязана к проектным эксплуатационным на газ и нефть. Местоположение ОЭС определялось исходя из возможности получения максимальной информации о доразведкуемых высокопродуктивных участках оторочек и эффективного использования ее для уточнения расположения и корректировки числа проектных эксплуатационных скважин. В определенной степени для детальной площадной доразведки участков нефтяных оторочек промышленного значения предполагается использовать эксплуатационные скважины первой очереди. Бурить их целесообразно профилями по разреженной сетке. Для доразведки нефтяной оторочки горизонта БУ₁₄, а также газовых залежей нижнего объекта неокома используется преимущественно разведочное бурение, хотя ряд скважин также совмещен с эксплуатационными.

Испытание объектов в разведочных скважинах проводится по принципу "снизу-вверх". Сетка разведочных скважин на нижний этаж разведки перекрывает площадь газонефтеносности и верхнего этажа разведки неокома. В силу этого практически все скважины на нижний объект

Рис. 27. Уренгойское месторождение. Схема размещения проектных разведочных скважин и ОЭС для разведки газоконденсатных и газонефтяных залежей нижнего мела:

1 — изогипсы кровли горизонта БУ₁₀₋₁₁, м; контуры: 2 — нефтеносности горизонта БУ₁₀₋₁₁, 3 — газоносности горизонта БУ₈, 4 — нефтеносности горизонта БУ₈, 5 — газоносности горизонта БУ₁₄; 6 — контур нефтеносности горизонта БУ₁₄; 7 — линия выклинивания горизонта БУ₁₄; 8 — пробуренные разведочные скважины. Проектные скважины: 9 — разведочные, соответственно, на 4 и 3 этажи разведки, 10 — разведочные, совмещенные с эксплуатационными, 11 — одиночные ОЭС, 12 — ОЭС на профилях; 13 — профили второй очереди бурения



разведки могут дать информацию о строении и газонефтеносности верхнего объекта. Профили разведочных скважин подразделены на профили первой очереди бурения и профили второй очереди (см. рис. 27). Первоочередные профили скважин разбуриваются независимо друг от друга. Бурение скважин в профилях ведется по принципу "от центра к периферии", причем все скважины в профиле зависимые и бурятся последовательно одна за другой. Разбуривание профиля завершается законтурной или приконтурной скважиной. Опережающие эксплуатационные скважины на профилях бурятся одновременно и в той же последовательности, что и разведочные. После разбуривания первоочередных профилей и одиночных разведочных скважин бурятся профили второй очереди.

В итоге на основе принятой системы размещения скважин для комплексной доразведки газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных залежей неокома Уренгойского месторождения с целью оконтуривания газоконденсатных залежей и оценки нефтяных оторочек как возможных объектов разработки предлагается пробурить 39 разведочных скважин (скв. 201р—239р), в том числе 31 первоочередную и восемь второй очереди (см. рис. 27). Из общего числа разведочных скважин 24 намечено пробурить за счет фонда нефтяного и газового эксплуатационного бурения. Положение их привязано к проектным газовым и нефтяным эксплуатационным скважинам. Оставшиеся 15 разведочных скважин (скв. 203р, 210р, 213 р, 214 р, 220 р, 222 р, 223 р, 225—227 р, 228 р/231 р, 234 р), в том числе для доразведки газоконденсатных участков продуктивных пластов, следует пробурить за счет объема разведочного бурения. Кроме того, для доразведки высокопродуктивных участков нефтяных оторочек горизонтов БУ₈ и БУ_{10—11} рекомендуется пробурить 18 ОЭС. Таким образом, для комплексной доразведки установленных промышленно перспективных участков нефтяных оторочек Уренгойского месторождения планируется пробурить 57 скважин. Исходя из принятой системы размещения, разведочные скважины бурятся и по профилям, и как одиночные (см. рис. 27).

Рекомендуется бурение следующих первоочередных профилей разведочных скважин: I профиль из шести скважин с расстоянием между ними 500 м в районе скв. 69 (скв. 203 р—208 р) — на нефтяные оторочки верхнего неокомского этажа разведки; II профиль из четырех скважин (скв. 201 р, 239 р, 223 р и ОЭС) с расстоянием между ними 500—750 м в районе скв. 48 — на нефтяные оторочки верхнего неокомского этажа разведки; III профиль из пяти скважин (скв. 236 р, ОЭС, 237 р, 238 р, ОЭС) с расстоянием между ними 750 м в районе скв. 107 — на нефтяные оторочки верхнего неокомского этажа разведки, причем скв. 238 дополнительно решает задачу доразведки нефтяных оторочек нижнего этажа разведки; IV профиль из пяти скважин (скв. 211 р, 232 р, 215 р, 233 р, 210 р) с расстоянием между ними 1,5—2,5 км в районе скв. 108, 176, 120, 140 — на нефтяные оторочки нижнего этажа разведки.

Кроме того, предложено разбурить следующие два профиля разведоч-

ных скважин второй очереди; V профиль из четырех скважин (скв. 223 р, 229 р, 230 р, 231 р) с расстояниями между ними 750 м в районе скв. 112 — на нефтяные оторочки нижнего неокомского этажа разведки; VI профиль из четырех скважин (скв. 224 р—227 р) с расстоянием между ними 1—1,5 км в районе скв. 88 и 35 — на нефтяные оторочки верхнего неокомского этажа разведки.

Местоположение, число и порядок разбуривания скважин на профилях корректируются в зависимости от результатов бурения первой скважины и каждой последующей. Всего в профилях планируется пробурить 25 разведочных скважин и три ОЭС. Остальные 14 разведочных, скважин проектируются как одиночные независимые первоочередные. Задачи разведки нефтеносности межкупольных седловин и присводовых зон, а также слабоизученных участков газоконденсатных частей залежей предполагается решать при бурении скв. 202 р, 209 р, 235 р, 234 р, 222 р, 212 р, 216 р, 217 р, 218 р, 219 р, 220 р, 213 р, 221 р, 214 р (см. рис. 27). Скв. 222 р и 212 р закладываются на нижний неокомской этаж разведки, а остальные — на верхний неокомский этаж.

Интервалы опробования в скважинах не должны превышать 3—5 м. Желательно, чтобы число объектов опробования в разведочных скважинах не превышало десяти. Представляется целесообразным применять поинтервальное опробование разведочных скважин. Оптимальное число объектов опробования в ОЭС рекомендуется равным трем.

Наряду с реализацией приведенной выше программы работ по ускоренной доразведке нижнемеловых газоконденсатнонефтяных залежей Уренгойского месторождения для оперативной оценки нефтяных оторочек как объектов промышленной разработки признано целесообразным организовать ОПЭ наиболее продуктивных их участков.

§ 4. КРИТЕРИИ ВЫБОРА УЧАСТКОВ ДЛЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

Опытные участки на нефтяных оторочках Уренгойского месторождения выбираются для решения задач, связанных с ускоренной доразведкой нефтяных оторочек залежей горизонтов БУ₈, БУ_{10—11} и БУ₁₄ и вводом их в разработку.

Основными из этих задач являются:

1) доразведка нефтяных оторочек в горизонтах БУ₈, БУ_{10—11} и БУ₁₄ с целью оценки их промышленного значения, оконтуривания высокопродуктивных зон и уточнения извлекаемых запасов нефти промышленного освоения;

2) опытно-промышленная эксплуатация нефтяных оторочек с целью обоснования геолого-промысловых и технологических показателей разработки, а также решения ряда технических вопросов добычи нефти.

Для оперативного решения основных задач ОПЭ нефтяных оторочек нижнемелового комплекса месторождения выбраны наиболее продуктивные их участки. Главными критериями выбора опытных участ-

ков явились мощные притоки нефти в разведочных скважинах и наличие эффективных нефтенасыщенных мощностей свыше 8 м.

Указанным условиям удовлетворяют: I участок нефтяной оторочки залежи горизонта БУ₈ в районе скв. 69, II и III участки нефтяной оторочки залежи горизонта БУ₁₀₋₁₁, соответственно, в районе скв. 44 и скв. 112, 87, 131, а также IV участок нефтяной оторочки залежи горизонта БУ₁₄ в районе скв. 140 и 176.

Решение основных задач ОПЭ нефтяных оторочек с учетом изложенных выше обстоятельств может быть реализовано в три этапа.

На первом этапе оценки оторочек в рамках реализации программы комплексной доразведки нижнемеловых залежей месторождения осуществляется бурение разведочных скважин и ОЭС. В результате должно быть уточнено геологическое строение опытных участков, определены их размеры, оценены промысловые параметры продуктивного интервала.

На втором этапе бурятся эксплуатационные скважины первой очереди. В результате должна быть составлена блок-диаграмма нефтяных оторочек, детально оценены промысловые параметры коллекторов и выбраны места для заложения эксплуатационных скважин второй очереди.

На третьем этапе осуществляется дальнейшее эксплуатационное разбуривание опытных участков. Этот этап полностью подчинен ОПЭ нефтяных оторочек залежей горизонтов БУ₈, БУ₁₀₋₁₁ и БУ₁₄.

В процессе ОПЭ определяются рабочие дебиты скважин при допустимых депрессиях, устанавливается оптимальное положение интервалов перфорации относительно ВНК и ГНК, оцениваются добывные возможности эксплуатируемых участков, а также эффективность различных методов интенсификации притока.

§ 5. РАЗМЕЩЕНИЕ РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА ОПЫТНЫХ УЧАСТКАХ

С учетом основных задач ОПЭ нефтяных оторочек предлагается следующая схема комплексного размещения разведочных скважин, ОЭС и эксплуатационных скважин на опытных участках. Расположение разведочных скважин и ОЭС на опытных участках принято согласно комплексной программе ускоренной доразведки нижнемеловых залежей месторождения.

На I участке, где расположена разведочная скв. 69, бурится профиль из шести разведочных скважин, совмещенных с эксплуатационными, а также две ОЭС (рис. 28). Кроме того, разбуривается сетка эксплуатационных скважин второй очереди из семи скважин. На этом участке проводится опытная эксплуатация оторочки горизонта БУ₈. Однако для более детального изучения геологического строения горизонта БУ₁₀₋₁₁ все проектные скважины бурятся с полным вскрытием этого горизонта. При вскрытии нефтенасыщенной мощности пласта БУ₁₀₋₁₁ они перфорируются и исследуются с целью установления их возможностей. После проведения

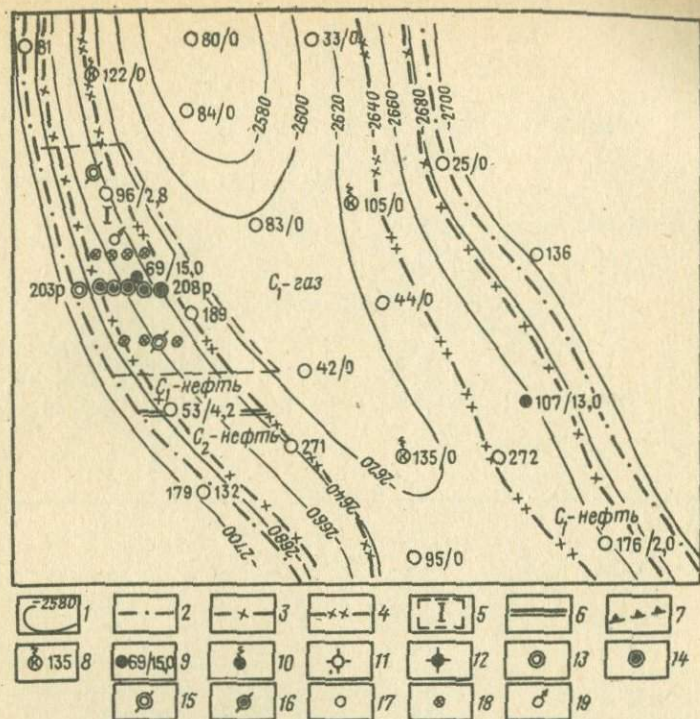


Рис. 28. Уренгойское месторождение. Схема размещения проектных разведочных скважин, ОЗС и эксплуатационных скважин на 1 опытном участке нефтяной оторочки горизонта БУ₈:

1 — изогипсы кровли продуктивного горизонта, м; внешние контуры: 2 — нефтеносности, 3 — газоносности; 4 — внутренний контур газоносности; 5 — условная граница и номер опытного участка нефтяной оторочки; 6 — граница категорий запасов нефти (газа); 7 — внутренний контур нефтеносности горизонта БУ₁₄; результаты опробования скважин: 8 — газ и конденсат, 9 — нефть (в числителе — номер скважины, в знаменателе — значение эффективной нефтенасыщенной мощности, м), 10 — газ с нефтью, 11 — вода, 12 — нефть с водой; проектные скважины: 13 — разведочные, 14 — разведочные, совмещенные с эксплуатационными, 15 — одиночные ОЗС, 16 — ОЗС на профилях, 17 — эксплуатационные первой очереди, 18 — эксплуатационные второй очереди, 19 — оценочная.

C₁, C₂ — нефть — зоны распространения категорий запасов нефти

необходимого комплекса промыслово-геофизических и исследовательских работ в скважинах устанавливается цементный мост и производится освоение интервала нефтяной оторочки горизонта БУ₈.

Кроме намеченных эксплуатационных и разведочных скважин, для уточнения геолого-промысловых и промыслово-геофизических характеристик нефтяных оторочек продуктивных пластов БУ₈ и БУ₁₀₋₁₁ рекомендуется бурение одной оценочной скважины. Она бурится за счет наблюдательной скважины (скв. 73), предусмотренной комплексным проектом разработки.

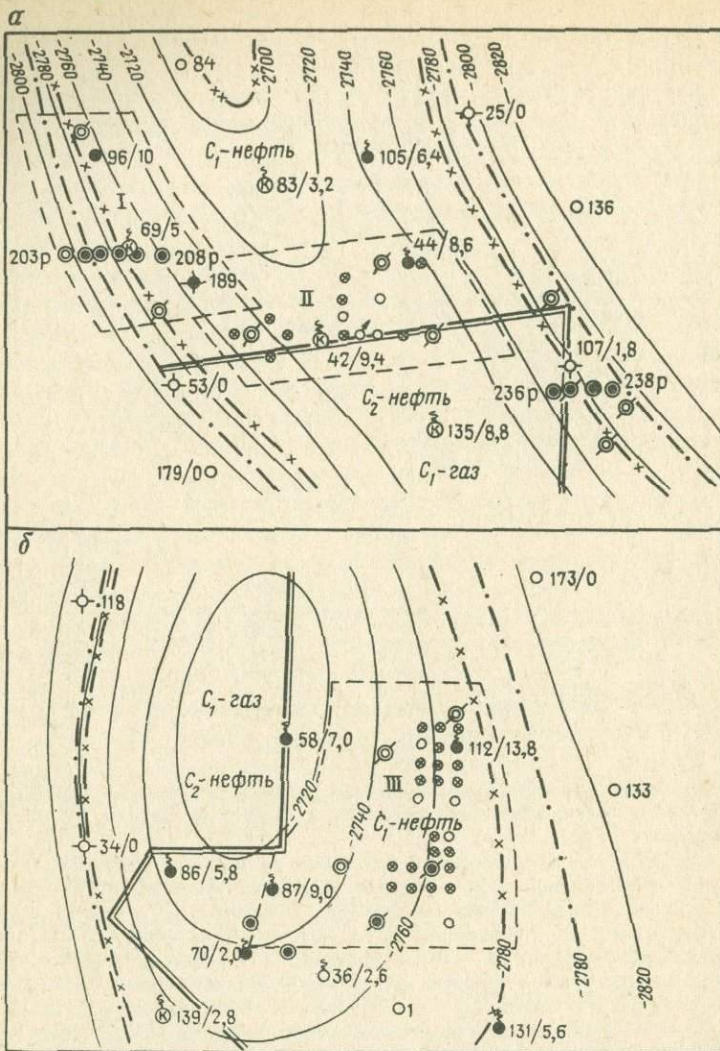


Рис. 29. Уренгойское месторождение. Схема размещения проектных разведочных скважин, ОЗС и эксплуатационных скважин на II (а) и III (б) опытных участках нефтяной оторочки горизонта БУ₁₀₋₁₁.
Условные обозначения см. на рис. 28.

Размещать эксплуатационные скважины второй очереди рекомендуется по квадратной сетке или линейно с расстояниями между скважинами 600 м при отклонениях забоя от вертикали до 100 м. В процессе бурения этой группы скважин необходимо обеспечить более точное попадание забоев скважин в заданную точку на случай необходимости уплотнения сетки эксплуатационных скважин.

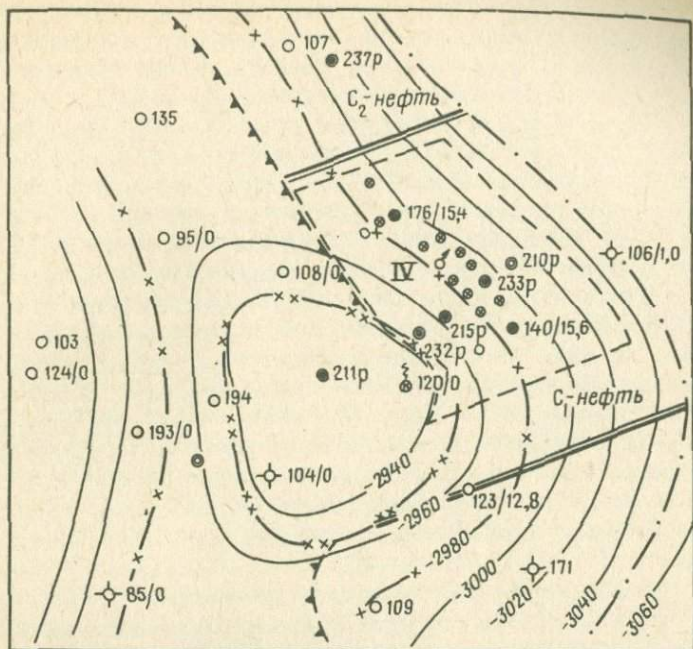


Рис. 30. Уренгойское месторождение. Схема размещения проектных разведочных скважин, ОЭС и эксплуатационных скважин на IV опытном участке нефтяной оторочки. Условные обозначения см. на рис. 28.

II участок в районе разведочной скв. 44 предназначен для ОПЗ пласта БУ₁₀₋₁₁ (рис. 29). По квадратной сетке и линейно на двух взаимопересекающихся профилях бурятся пять эксплуатационных скважин первой очереди и оценочная скважина за счет проектной наблюдательной скв. 71. После уточнения строения нефтяной оторочки бурятся десять скважин второй очереди.

В результате бурения и испытания скв. 112 границы высокопродуктивной зоны оторочки горизонта БУ₁₀₋₁₁ части ЦПЗ значительно расширились. Для уточнения границ этой зоны оторочки, изучения промышленной характеристики эксплуатационного поля признано необходимым расположить III опытный участок в районе разведочных скв. 112, 87, 131 (см. рис. 29).

На III участке необходимо пробурить две разведочные скважины и две ОЭС, а также шесть эксплуатационных скважин первой очереди. Скважины располагаются на пяти профилях, причем эксплуатационные скважины группами. В разведочных скважинах, ОЭС и эксплуатационных скважинах первой очереди производится поинтервальное опробование проницаемых прослоев, так как в этой зоне возможно развитие нефтяных оторочек в локально изолированных друг от друга пластах. Все скважины первой очереди бурятся с полным вскрытием горизонта

БУ₁₀₋₁₁. Кроме того, разведочная скважина, расположенная севернее скв. 112, бурится со вскрытием горизонта БУ₁₄ для уточнения строения нефтяной оторочки горизонта БУ₁₄. Двадцать эксплуатационных скважин второй очереди расположены по квадратной сетке.

На IV участке в районе разведочных скв. 140 и 176 бурится профиль из четырех разведочных скважин, три из которых совмещены с проектными эксплуатационными (рис. 30). Кроме того, две эксплуатационные скважины первой очереди запроектированы, соответственно, в районах скв. 176 и 140. Их бурение должно способствовать решению вопроса о причине получения из нижних интервалов опробования с одинаковых отметок в одном случае нефти (скв. 176), а в другом воды (скв. 140). Разведочные скважины и эксплуатационные скважины первой очереди размещены на двух крестообразных профилях, десять эксплуатационных скважин второй очереди бурения запроектированы по квадратной сетке с расстояниями 600 м в зоне доказанной продуктивности горизонта БУ₁₄ на двух профилях. Кроме того, для уточнения геолого-промысловых и промыслово-геофизических характеристик нефтяной оторочки предусмотрено бурение одной оценочной скважины, которая в последующем может быть использована для контроля за разработкой нефтяной оторочки.

На IV участке проводится опытная эксплуатация оторочки горизонта БУ₁₄. Однако в результате бурения проектных скважин может быть получена информация строения нефтяных оторочек горизонтов БУ₈ и БУ₁₀₋₁₁.

Таким образом, для выполнения программы оценки нефтяных оторочек как объектов разработки нижнемеловых отложений Уренгойского месторождения на первом этапе предусмотрено иметь одиннадцать разведочных скважин, десять из которых совмещены с эксплуатационными. Кроме того, намечено бурение семи ОЭС главным образом на нефтяные оторочки горизонтов БУ₈ и БУ₁₀₋₁₁. На втором этапе работ проектируется бурение десяти эксплуатационных скважин первой очереди. Затем после корректировки расположения на третьем этапе запроектировано бурение 48 эксплуатационных скважин второй очереди. Оно может быть ускорено только в тех случаях, когда одна—две из первоочередных скважин дадут достоверную информацию о геолого-промысловых условиях объекта эксплуатации на конкретной части опытного участка.

Всего для организации ОПЭ нефтяных оторочек Уренгойского месторождения намечено пробурить 76 скважин, в том числе 75 эксплуатационных. Все намеченные скважины должны быть пробурены в течение 1982—1985 г. г., разведочные скважины, ОЭС и эксплуатационные скважины первой очереди — в течение 1982—1984 г. г.

§ 6. ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ В ПРОЦЕССЕ ОПЫТНО—ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

Цель исследовательских работ на опытных участках месторождения должна заключаться прежде всего в изыскании возможностей существенного повышения дебитов скважин при достаточно высоких суммарных отборах продукции на одну скважину, обеспечивающих приемлемый конечный коэффициент нефтеотдачи пластов.

В процессе ОПЭ нефтяных оторочек предполагается получить сведения, характеризующие работу скважин при различных технологических условиях. Очевидно, что проектные технологические режимы работы скважин следует устанавливать в зависимости от геолого-эксплуатационной характеристики вскрываемого пласта.

В случае значительной мощности нефтенасыщенной зоны пласта (более 10 м), а также при меньшей мощности (8—10 м), но при наличии слабопроницаемых прослоев на уровнях ГНК и ВНК, рекомендуется провести исследование технологического режима с последующим получением устойчивого достаточно высокого дебита нефти. В этих случаях интервал перфорации рекомендуется намечать с учетом расположения слабопроницаемых прослоев таким образом, чтобы исключить или уменьшить возможность прорыва газа и воды к забоям скважин. При этом в условиях появления в разрезе нефтенасыщенного интервала прослоев различной проницаемости необходимо провести исследование их продуктивности.

Вскрытие прослоев осуществлять "снизу—вверх", начиная с находящегося в 1—2 м от ВНК, с последующим дострелом лучших интервалов не выше чем на 1—2 м до ГНК. Пропластки с максимальной продуктивностью во вскрытом скважиной интервале после испытаний и исследований должны оставляться на длительную эксплуатацию.

При изотропном пласте верхние дыры перфорации следует располагать в 3—5 м от ГНК, нижние — в 2—3 м от ВНК.

Начальный дебит нефти рекомендуется устанавливать на уровне 25—30 т/сут. Продолжительность работы скважины на установленном режиме должны быть достаточно длительной: не менее двух кварталов.

При благоприятных результатах эксплуатации целесообразно увеличить дебит нефти до 50—80 т/с.

В случаях когда эксплуатационные скважины вскрывают газонефтяную зону с нефтенасыщенной мощностью менее 8 м и при отсутствии благоприятных для эксплуатации слабопроницаемых прослоев, предлагается исследовать режим работы нескольких скважин в условиях одновременного притока флюидов к их забоям как из нефтенасыщенной, так и из газонасыщенной частей пласта. Перфорацией в таких скважинах рекомендуется вскрыть всю нефте- и газонасыщенную мощность пласта.

Для сопоставления результатов эксплуатации в нескольких аналогичных скважинах рекомендуется осуществить перфорацию общепринятым

способом — с отступлением верхних дыр интервала перфорации от ГНК на 2—3 м.

Результаты эксплуатации скважин при совместном притоке флюидов из нефтенасыщенной и газонасыщенной частей пласта будут необходимы при технико-экономическом сопоставлении различных систем разработки нижнемеловых залежей Уренгоя.

Геологические условия нижнемеловых залежей Уренгоя, а также других месторождений Западной Сибири соответствуют условиям применения одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).

В связи с высокой стоимостью бурения скважин и обустройства промыслов применение метода ОРЭ позволит сократить потребный фонд скважин и на этой основе получить значительный народнохозяйственный эффект.

Применение ОРЭ целесообразно для увеличения нефтеотдачи оторочек Уренгоя, при этом рекомендуется приобщить к эксплуатации другие вышележащие пласты, что позволит вести разработку оторочки большим фондом скважин и при достаточно высоких дебитах. Рекомендуется испытать ОРЭ на четырех скважинах при благоприятных геолого-промысловых условиях.

Одним из путей, способствующих повышению дебитов нефти без увеличения депрессий, является увеличение проницаемости пласта в призабойной зоне нефтенасыщенной части залежи. Работы по интенсификации притока нефти на опытных участках рекомендуется провести в восьми—десяти скважинах.

По результатам ОПЭ скважин на нефтяных оторочках 1 раз в полугодие проводится обобщение полученных результатов.

Дополнительное бурение эксплуатационных скважин на опытных участках корректируется после получения и обобщения результатов ОПЭ скважин.

Изложенную методику доразведки многозалежного месторождения целесообразно использовать и при разработке аналогичных комплексных программ доразведки Ямбургского, Заполярного, Песцового, Ен-Яхинского и других многозалежных месторождений севера Западной Сибири. Совмещение этапов разведки и разработки с максимальным использованием эксплуатационного бурения создаст надежные предпосылки для повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в регионе и увеличения темпов разведки нижнемелового комплекса на этих месторождениях.

Таким образом, сказанное выше позволяет сделать ряд выводов.

1. Основной и первоочередной задачей доразведки газоконденсатнонефтяных залежей неокома Уренгойского многозалежного месторождения является определение промышленного значения нефтяных оторочек, оконтуривание их высокопродуктивных зон, уточнение рабочих дебитов скважин на оторочках, установление допустимых безводных в безгазовых дебитов нефти в зависимости от особенностей геологического строения продуктивных горизонтов.

При разведке газоконденсатных частей залежей уточняется газокон-

денсатная характеристика в плане закономерности ее изменения по разрезу и площади залежи.

2. Промышленная разведка нефтяных оторочек неокома Уренгойского месторождения методически осуществляется короткошаговыми профилями скважин, располагаемыми поперек предполагаемого простирания оторочки. Профиль скважин разбуривается вверх и вниз по пласту от поисковой (разведочной) скважины, вскрывшей оторочку.

После достоверного определения ВНК и ГНК, ширины и высоты нефтяной оторочки ее промышленное значение окончательно оценивается бурением ОЭС и в процессе ОПЭ высокопродуктивных участков с эффективной нефтенасыщенной мощностью более 8 м.

3. Рациональные методы разведки нефтяных оторочек реализованы при разработке комплексной программы ускоренной доразведки неокома многозалежного Уренгойского месторождения.

Комплексная программа доразведки (имеется в виду поэтапная разведка неокома с двумя базисными горизонтами — БУ₁₀₋₁₁ и БУ₁₄), предусматривает бурение 31 первоочередной разведочной скважины. Скважины располагаются на шести короткошаговых профилях.

4. На нефтяных оторочках горизонтов БУ₈, БУ₁₀₋₁₁, БУ₁₄ выбраны четыре высокопродуктивных опытных участка для организации ОПЭ оторочек.

I опытный участок соответствует району скв. 69 нефтяной оторочки горизонта БУ₈, II и III участки — районам скв. 44 и скв. 70, 86, 87, 112 нефтяной оторочки горизонта БУ₁₀₋₁₁, IV опытный участок — району скв. 176 и 140 "kozyрьковой" нефтяной оторочки пласта БУ₁₄.

Работы ведутся в такой последовательности: на первом этапе бурятся разведочные скважины в короткошаговых профилях и ОЭС, на втором этапе — эксплуатационные скважины первой очереди и на третьем этапе — эксплуатационные скважины второй очереди.

5. При значительной мощности нефтенасыщенной зоны пласта (более 10 м), а также в случае меньшей мощности, но при наличии слабопроницаемых прослоев на уровнях ГНК и ВНК исследуется технологический режим разведочной скважины. Интервал перфорации рекомендуется намечать с учетом расположения слабопроницаемых прослоев таким образом, чтобы исключить или уменьшить возможность прорыва газа и воды к забоям скважин.

При изотропном пласте верхние дыры перфорации следует располагать в 3—5 м от ГНК, нижние — в 2—3 м от ВНК.

6. Продолжительность опытной эксплуатации скважины на установленном режиме не должна быть менее двух кварталов. По результатам ОПЭ скважин 1 раз в полугодие проводится обобщение результатов.

7. Программа ускоренной оценки опытных участков нефтяных оторочек как объектов разработки Уренгойского месторождения предусматривает бурение 80 скважин, в том числе 18 разведочных, 6 ОЭС, 9 эксплуатационных первой очереди и 47 эксплуатационных второй очереди.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Широкое применение ускоренных методов разведки позволило резко сократить срок ввода в разработку значительного числа месторождений газа и повысить эффективность их разведки.

Наиболее эффективна ускоренная разведка месторождений газа, приуроченных к ловушкам простого строения. С усложнением геологического строения месторождений и ростом глубины скважин эффективность поисково-разведочных работ на газ снижается. Для большинства районов СССР это по-прежнему обусловлено низким качеством подготовки площадей к глубокому бурению, несовершенством методики разведки сложнопостроенных газовых залежей и месторождений, недостатком высоким уровнем промыслово-геофизических исследований, отсутствием эффективных методов поинтервального вскрытия и опробования перспективных объектов. Нередки случаи, когда параллельно с проведением ОПЭ на газовых месторождениях продолжается разведочное бурение. Значительные трудности возникают при разведке залежей газа с нефтяными оторочками небольшой мощности и ширины. При разведке залежей с наклонными ГВК и водонапорным режимом слабо изучаются геологическая и гидрогеологическая характеристики приконтурных и законтурных зон залежей и т. п.

Наиболее важными направлениями работ в области совершенствования ускоренных методов разведки месторождений газа и нефти в этой связи являются:

совершенствование существующих методов разведки сложнопостроенных газовых, газоконденсатных и газонефтяных залежей и месторождений, обоснование необходимых пределов их разведанности на базе широкого совмещения этапов разведки и разработки с целью уменьшения объемов разведочного бурения, сокращения сроков разведки, получения достоверных геолого-промысловых данных для проектирования разработки, возможности ускоренного использования газа в народном хозяйстве;

разработка рациональных методов ускоренной разведки и подсчета запасов газовых залежей, приуроченных к неантиклинальным ловушкам (литологически, стратиграфически, тектонически, гидродинамически экранированных типов);

разработка методики ускоренной разведки морских газовых и нефтяных месторождений с использованием комплекса морской геофизики;

расширение масштабов использования материалов космических съемок при разведке газовых месторождений;

разработка оптимального комплекса детальных полевых геофизических исследований и методических приемов интерпретации геолого-геофизических данных применительно к задачам ускоренной разведки объектов сложного геологического строения (повышение достоверности структурных построений, трассирования разрывных нарушений, литологических замещений и стратиграфических несогласий, границ раздела различных фаз и т. д.);

разработка количественных критериев рациональной разведанности газоконденсатных залежей при их эксплуатации в условиях применения методов максимального извлечения конденсата из недр;

совершенствование методики детальной разведки нефтяных оторочек небольшой высоты, но значительных площадных размеров;

разработка методических указаний по завершению разведки месторождений сероводородсодержащего газа оценочной стадией в случае необходимости их длительной консервации;

совершенствование поэтажной разведки многозалежных газовых и газоконденсатных месторождений, имеющих большой диапазон глубин залежей;

совершенствование системы контроля за ОПЭ (сеть наблюдательных и пьезометрических скважин), обеспечивающей достоверный подсчет запасов газа по падению давления и сокращение сроков разведки;

совершенствование метода подсчета запасов газа по падению давления залежей с резко неоднородными коллекторами и водонапорным режимом;

подготовка предложений, регламентирующих выделение категории оценочно-эксплуатационных скважин для газовой промышленности;

совершенствование комплекса промыслово-геофизических, лабораторных и газогидродинамических методов исследования пластов и скважин в процессе разведки и ОПЭ для надежного изучения параметров залежей в карбонатном и терригенном разрезе;

совершенствование системы планирования прироста запасов газа промышленных категорий по результатам доразведки залежей ОЭС и в процессе их ОПЭ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Асланов В.Г., Гацулаев С.С., Кваницук В.Ф.* Опыттно-промышленная эксплуатация месторождений природных газов. М., Недра, 1977.
2. *Бреннер М.М.* Экономика геологоразведочных работ на нефть и газ в СССР. М., Недра, 1979.
3. *Быков Н.Е., Америка Л.Д., Черницкий А.В.* Повариантное проектирование разведки многопластовых нефтяных месторождений. М., Недра, 1978.
4. *Вопросы* рациональной методики разведки газовых залежей и месторождений /А.Л. Козлов, В.И. Ермаков, М.Я. Зыкин и др. — В кн.: Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. М., 1977, с. 3—9 (Реф. сб. ВНИИЭГазпрома, вып. 2).
5. *Воробьев Б.С.* Основные проблемы развития поисково-разведочных работ на нефть и газ в Украинской ССР. — Нефтяная и газовая промышленность, 1966, № 6, с. 4—7.
6. *Габриэлянц Г.А.* Генетическая и морфологическая классификация неантиклинальных ловушек нефти и газа. — Тр. ВНИГНИ, 1975, вып. 173, с. 23—38.
7. *Габриэлянц Г.А., Карпушин В.Э., Пороскун В.И.* Методика разведки массивных залежей нефти и газа. — Тр. ВНИГНИ, 1978, вып. 197, 137 с.
8. *Инструкция* по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М., Недра, 1980.
9. *Козлов А.Л., Минский Е.М.* Основные принципы рациональной разработки газовых месторождений. — Тр. ВНИИГаза, 1953, вып. 1, с. 3—16.
10. *Козлов А.Л., Козлов В.А., Макаров О.К.* Основные требования, предъявляемые к рациональной разведке газовых месторождений. — В кн.: Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. М., 1977, с. 3—8 (Реф. сб. ВНИИЭГазпрома, вып. 5).
11. *Козлов А.Л., Павлюх И.С.* Особенности разведки, подсчета запасов и разработки сложных прослойно-линзовидных газовых скоплений Предкарпатья. — Геология нефти и газа, 1978, № 9, с. 31—37.
12. *Козлов А.Л.* Классификация режимов разработки газовых залежей. — Геология нефти и газа, 1979, № 9, с. 1—7.
13. *Козловский Е.А.* Минерально-сырьевая база и фактор времени. — Советская геология, 1979, № 3, с. 9—22.
14. *Контроль* за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений /Г.В. Рассохин, И.А. Леонтьев, В.И. Петренко и др. М., Недра, 1979.
15. *Кортаев Ю.П.* — Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. М., Недра, 1968.
16. *Корценштейн В.Н.* Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. М., Недра, 1976.
17. *Методика* разведки и подсчета запасов месторождений нефти и газа. Под ред. Г.А. Габриэлянца. — Тр. ВНИГНИ, 1977, вып. 201, 195 с.
18. *Методика* ускоренной разведки нефтяных и газовых месторождений. Под ред. И.И. Нестерова. — Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 150, 1979, 117 с.
19. *Моделирование* оптимального разведочного процесса как инструмент количественной оценки эффективности методики разведки месторождений нефти и газа /А.М. Бриндзинский, В.А. Оксман, Э.Р. Балоянц, Е.Н. Городничев. — В кн.: Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. М., 1981, с. 24—28 (Реф. сб. ВНИИЭГазпрома, вып. 9).
20. *Наугольный И.К., Гончаренко Э.А.* Обоснование рациональной системы расположения разведочных скважин. — В кн.: Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. М., 1977, с. 17—24 (Реф. сб. ВНИИЭГазпрома, вып. 7).
21. *Неоднородное* строение продуктивной толщи верхнего мела газовых месторождений севера Тюменской области /В.И. Ермаков, С.А. Кислов, А.Н. Кирсанов и др. — В кн.: Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. М., 1975, 57 с. (Реф. сб. ВНИИЭГазпром, вып. 3).

22. *Оптимизация* разведки нефтяных месторождений /Е.Ф. Фролов, Н.Е. Быков, Р.А. Егоров, А.Я. Фурсов. М., Недра, 1976.

23. *Основные* принципы промышленной разведки газонефтяных и газоконденсатнонефтяных залежей и месторождений /Ю.П. Тихомиров, В.И. Конюхов, А.Ф. Огнев и др. — В кн.: Методика разведки нефтегазоконденсатных месторождений в Западной Сибири. Тюмень, 1978, с. 68—84 (Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 134).

24. *Плотников А.А.* Условия формирования гидродинамических ловушек газа. М., Недра, 1976.

25. *Подсчет* запасов газа залежей с затрудненной газодинамической связью отдельных участков /М.Я. Зыкин, В.А. Козлов, А.В. Малышев и др. — В кн.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М., 1979, с. 21—26 (Реф. сб. ВНИИЭГазпрома, вып. 3).

26. *Проничева М.В., Семенович В.В.* Распространение, генетические типы и методы выявления неантиклинальных ловушек нефти и газа. — В кн.: Геологические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. М., 1975.

27. *Ратушняк Н.С.* Оценка количества зачехленного газа пластовой водой по месторождениям Краснодарского края. — В кн.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М., 1977, с. 26—31 (Реф. сб. ВНИИЭГазпрома, вып. 8).

28. *Савченко В.П.* Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти. М., Недра, 1977.

29. *Теоретические* основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа /А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик-Пашаев и др. М., Высшая школа, 1976.

30. *Тихомиров Ю.П., Конюхов В.И., Огнев А.Ф.* Геологическое строение и опыт разведки газоконденсатнонефтяных и газоконденсатных залежей неокома Уренгойского месторождения. — Тр. ЗапСибНИГНИ, 1978, вып. 134, с. 10—35.

31. *Тихомиров Ю.П., Огнев А.Ф., Стовбун Ю.А.* Оптимальные пределы разведанности нефтяных и газоконденсатнонефтяных месторождений Западной Сибири. — Тр. ЗапСибНИГНИ, 1978, вып. 134, с. 115—132.

32. *Ускоренное* освоение месторождений — путь к повышению эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ /Б.С. Воробьев, Н.П. Марухняк, В.П. Оноприенко, В.Г. Парахин. — В кн.: Повышение эффективности разработки и ускорение ввода в промышленное освоение месторождений газа в Украинской ССР. Харьков, 1976, с. 19—21.

33. *Уринсон Г.С., Тышляр И.С., Хош М.М.* Экономика разработки газовых месторождений. М., Недра, 1973.

34. *Черкасова Е.И., Козлова Т.П., Огнев А.Ф.* Выбор количества сеток разведочных скважин на многозалежных газоконденсатнонефтяных месторождениях (на примере Уренгойского месторождения). — Тр. ЗапСибНИГНИ. 1978, вып. 134, с. 107—115.

35. *Geology of Giant Petroleum Fields a symposium.* Edied by Michel I. Halbouty. USA, Tulsa, 1970.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава I. Классификация газовых месторождений (залежей) по условиям применения ускоренной разведки	5
Глава II. Основные положения ускоренной разведки и ввода в эксплуатацию газовых месторождений	17
§ 1. Общие принципы	17
§ 2. Способы ускорения разведки, применимые для всех групп газовых месторождений	21
§ 3. Методика разведки газовых месторождений в новых районах	26
§ 4. Методика разведки газовых месторождений (залежей) в связи с ускоренным вводом в опытно-промышленную эксплуатацию	23
§ 5. Разведка газовых месторождений в случае отсутствия возможности ввода их в опытно-промышленную эксплуатацию	31
§ 6. Система размещения скважин при ускоренной разведке газовых месторождений	31
§ 7. Методика расчета экономического эффекта от ускорения разведки и сокращения срока ввода в разработку месторождений (залежей) газа	37
Глава III. Методы рациональной разведки газовых залежей с нефтяной оторочкой	41
§ 1. Рациональная разведанность газовой и нефтяной частей	41
§ 2. Методические особенности разведки газовых залежей с нефтяной оторочкой различного промышленного значения	43
§ 3. Рациональное размещение разведочных скважин на нефтяных оторочках для различных режимов их разработки	46
Глава IV. Особенности разведки газоконденсатных залежей с высоким содержанием конденсата	56
§ 1. Состояние вопроса методики разведки газоконденсатных залежей	56
§ 2. Типизация газовых залежей с высоким содержанием конденсата с точки зрения целесообразности их детальной разведки и возможности применения методов разработки с поддержанием пластового давления	59
§ 3. Требования, предъявляемые к разведке газоконденсатных залежей с высоким содержанием конденсата в связи с современными принципами их разработки	60
§ 4. Особенности разведки и состояние изученности газоконденсатных залежей крупных месторождений севера Западной Сибири	62
Глава V. Рациональные методы ускоренной разведки сложнопостроенных газовых залежей	68
§ 1. Вопросы типизации газовых, газоконденсатных и газонефтяных залежей сложного строения по условиям проведения разведки и подготовки их к разработке	68
§ 2. Методика разведки небольших сложнопостроенных газовых залежей (на примере месторождений Западного Предкавказья)	69
§ 3. Методические особенности ускоренной доразведки крупных и уникальных сложнопостроенных залежей газа опережающими эксплуатационными скважинами (на примере сеноманской залежи газа Уренгойского месторождения)	75

§ 4. Методы разведки и подсчета промышленных залежей газа залежей с сильно изменчивыми коллекторами	90
§ 5. О целесообразности доразведки сложнопостроенных газовых месторождений на последней стадии разработки с целью поисков целиков "защемленного" газа	95
§ 6. Рациональная методика разведки крупных газовых залежей с наклонными газоводяными контактами	100
§ 7. Особенности разведки газовых залежей, приуроченных к ловушкам неантиклинального типа (на примере Даулетабад-Донмезского месторождения)	110
Глава VI. Рациональная методика поэтапной разведки многозалежных газовых и газонефтяных месторождений	132
§ 1. Факторы выделения этажей разведки и принципы ведения поэтапной разведки многозалежных месторождений	132
§ 2. Общие принципы разбуривания отдельных этажей разведки	149
§ 3. Особенности проведения поисково-разведочных работ для газовых залежей с нефтяной оторочкой на многозалежных месторождениях	151
§ 4. Вопросы совершенствования системы разведки многозалежных месторождений севера Западной Сибири	153
Глава VII. Рациональный комплекс геологопромысловых наблюдений в процессе доразведки газовых месторождений методом опытно-промышленной эксплуатации	158
Глава VIII. Методика комплексной доразведки многозалежного месторождения (на примере нижнемеловых газоконденсатнонефтяных залежей Уренгойского месторождения)	164
§ 1. Задачи доразведки нижнемеловых залежей	164
§ 2. Методика доразведки залежей	165
§ 3. Система размещения скважин для комплексной доразведки нижнемеловых залежей	166
§ 4. Критерии выбора участков для опытно-промышленной эксплуатации нефтяных оторочек	169
§ 5. Размещение разведочных и эксплуатационных скважин на опытных участках	170
§ 6. Программа исследовательских работ в процессе опытно-промышленной эксплуатации нефтяных оторочек	175
Заключение	178
Список литературы	180

**МИХАИЛ ЯКОВЛЕВИЧ ЗЫКИН
ВЛАДИМИР АНАТОЛЬЕВИЧ КОЗЛОВ
АЛЕКСАНДР АЛЕКСАНДРОВИЧ ПЛОТНИКОВ**

**МЕТОДИКА УСКОРЕННОЙ РАЗВЕДКИ
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Редактор издательства **Т.А. Дементьева**
Обложка художника **А.Е. Чучканова**
Художественный редактор **В.В. Шутько**
Технический редактор **Л.С. Гладкова**
Корректор **М.Е. Лукина**
Оператор **Н.В. Бондаренко**

ИБ № 4707

Подписано в печать 25.06.84. Т-12973. Формат 60X90 1/16. Бумага офсетная № 2.
Набор выполнен на наборно-пишущей машине типа ИБМ "Композер". Гарнитура
"Универс". Печать офсетная. Усл. печ. л. 11,5. Усл. кр.-отт. 11,75. Уч.-изд. л. 13,67.
Тираж 2000 экз. Заказ 18978 /8921-7. Цена 70 коп.

Ордена "Знака Почета" издательство "Недра", 103633, Москва, К-12, Третьяковский
проезд, 1/19

Московская типография № 9 Союзполиграфпрома при Государственном комитете
СССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли.
Москва Ж-33, Волочаевская, 40.