ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 56601— 2015

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ И ОСВОЕНИЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Технические требования к геологической информации

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2015

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») с участием Общества с ограниченной ответственностью «ТюменНИИгипрогаз» (ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 2 октября 2015 г. № 1440-ст

4 В настоящем стандарте реализованы нормы Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» (в редакции Федерального закона от 30 декабря 2008 г. № 309-ФЗ) и Федерального закона от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, 2015

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Сокращения 1
4 Общие требования к геологической информации при проектировании и проведении разработки газовых и газоконденсатных месторождений 2
5 Требования к геологической информации при описании типа и геометрии месторождений, залежей, пластов 4
6 Требования к геологической информации для описания характеристик горных пород 5
7 Требования к геологической информации при описании фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов 5
8 Требования к геологической информации при описании свойств пластовых флюидов 6
9 Требования к геологической информации при описании продуктивных характеристик скважин 7
10 Требования к комплексам геофизических исследований 8
11 Требования к комплексам газогидродинамических исследований 9
12 Требования к комплексам газоконденсатных исследований 10
Библиография 11

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ И ОСВОЕНИЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Технические требования к геологической информации

Gas and condensate field development project.
Technical requirements for geological information

Дата введения — 2016—02—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к геологической информации, необходимой при составлении проектной документации и проведении работ на различных стадиях освоения газовых и газоконденсатных месторождений (далее — месторождения).

1.2 Настоящий стандарт предназначен для применения при составлении, согласовании и утверждении проектных и иных документов по геологическому изучению, разведке и разработке месторождений.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 53240—2008 Скважины поисково-разведочные нефтяные и газовые. Правила проведения испытаний

ГОСТ Р 53709—2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования

ГОСТ Р 53710—2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки

ГОСТ Р 53713—2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки

ГОСТ Р 53797—2010 Геологическая информация о недрах. Основные положения и общие требования

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ВНК — водонефтяной контакт;

Издание официальное

ГИС — геофизические исследования скважин;
ГВК — газоводяной контакт;
КИК — коэффициент извлечения конденсата;
КИН — коэффициент извлечения нефти;
ФЕС — фильтрационно-емкостные свойства.

4 Общие требования к геологической информации при проектировании и проведении разработки газовых и газоконденсатных месторождений

4.1 Информация о геологическом строении недр, находящихся в них полезных ископаемых, об условиях их разработки, а также иных материалах может находиться в государственной собственности или в собственности пользователя недр [1]. Порядок и условия использования указанной информации определяются федеральным органом управления государственным фондом недр в соответствии с законодательством Российской Федерации о недрах [1] и законодательством Российской Федерации об информации, информационных технологиях и защите информации [2].

4.2 Общие требования к геологической информации о недрах, требования к системе формирования, способам накопления геологических информационных ресурсов и формам их хранения устанавливаются ГОСТ Р 53797.

4.3 Система формирования геологических информационных ресурсов должна обеспечивать:
- полноту сбора всех видов геологической информации о недрах, ее сохранность;
- правовую защиту в соответствии с законодательством Российской Федерации.

4.4 Классификация геологических информационных ресурсов о месторождении и участке недр по способам накопления и формам хранения приведена согласно ГОСТ Р 53797 в таблице 1.

Таблица 1 — Классификация геологических информационных ресурсов о месторождении и участке недр.

Ресурсы		Вид накопления	Форма хранения
вид	подвид		
1	2	3	4
Накопленные	—	Архивно-фондовый и библиотечный	Геологические отчеты, карты, разрезы, атласы, балансы, кадастры, книги геологического, геофизического, геохимического содержания, нормативные и инструктивные документы
Оперативные	Первичные	Фондовый	Полевые журналы, аналоговые и кодовые записи, описания керна, проб, каротажные диаграммы, магнитные записи
	Интерпретационные	Фондовый	Таблицы, графики, трансформации полей, математические и геологические модели, лабораторные анализы, интерпретационные разрезы и карты, сводные журналы, алгоритмы и программы, а также др. материалы, находящиеся в процессе обработки и интерпретации
	Обобщенные	Фондовый	Геологические отчеты, карты, разрезы скважин, схемы корреляции скважин, сводный геолого-геофизический разрез месторождения, атласы, каталоги, альбомы и др. обобщенные материалы в пределах месторождения, лицензионного участка, района, региона, подготовленные к передаче в фонды и архивы

4.5 Вид и содержание форм хранения геологических информационных ресурсов о месторождении и участке недр должны соответствовать требованиям нормативных документов федеральных органов исполнительной власти.

4.6 Накопленные в федеральном и территориальных фондах геологической информации геологические информационные ресурсы об участке недр и месторождении должны быть систематизированы и иметь реквизиты, позволяющие идентифицировать каждую единицу хранения.

4.7 Геологическую информацию представляют в виде текста, графиков, букв, знаков, цифр, рисунков, фотографий, разрезов, карт и др. современных видов изображения.

4.8 Для получения качественной и количественной геологической информации, обладающей требуемыми показателями качества, следует применять аттестованные методики (методы) измерений, а также средства измерений утвержденного типа, прошедшие поверку (калибровку) в установленном порядке.

4.9 Геологическая информация должна храниться как на бумажном носителе, так и в электронном виде.

4.10 Накопление и хранение геологической информации предпочтительно осуществлять в форме баз данных для создания постоянно действующей геолого-технологической модели, являющейся основой технического проекта разработки месторождения.

4.11 Геологическая информация о месторождении, необходимая для освоения участка недр, проектирования и проведения разработки месторождения должна включать сведения о:

- геологическом строении и гидрогеологии месторождения и участка недр;
- форме и размерах месторождения (залежи, пласта), литологическом (петрографическом) составе продуктивных пластов и покрышек и характере их пространственной изменчивости;
- фильтрационно-емкостных свойствах пород-коллекторов и экранирующих свойствах покрышек;
- составе пластовых флюидов, физико-химических свойствах газа, конденсата, нефти в пластовых и поверхностных условиях;
- термобарических параметрах пластовой системы;
- запасах газа, конденсата, нефти, др. полезных ископаемых;
- геологических факторах, влияющих на продуктивность скважин.

4.12 В случае проведения конкурса или аукциона на право пользования участком недр Федеральное агентство по недропользованию или его территориальные органы предоставляют заявителям геологическую информацию, касающуюся разработки технико-экономического обоснования пользования участком недр.

4.13 Геологическая информация систематически пополняется в процессе освоения месторождений и в течение всего срока их разработки. По степени промышленного освоения различают месторождения:

- разведываемые;
- подготовленные для промышленного освоения;
- разрабатываемые;
- законсервированные.

4.13.1 К разведываемым относятся месторождения распределенного фонда недр, на которых проводятся разведочные работы в соответствии с полученной лицензией или планируется их ведение, но лицензии на эти месторождения пока отсутствуют. К разведываемым относятся также и те месторождения, на которых разведочные работы прерваны в силу ряда причин и участок недр, на котором расположено месторождение, переведен в нераспределенный фонд.

4.13.2 К подготовленным для промышленного освоения относятся месторождения или части месторождений, по которым материалы подсчета запасов газа, конденсата и попутных компонентов, имеющих промышленное значение, прошли государственную экспертизу и дано заключение государственной экспертизы о подготовленности месторождения или его части к разработке или к продолжению разработки, если оно уже разрабатывалось на дату проведения экспертизы.

4.13.3 К разрабатываемым относятся месторождения, на которых осуществляется добыча основного полезного ископаемого и попутных компонентов в соответствии с утвержденным техническим проектом разработки.

Месторождение относится к группе разрабатываемых независимо от того, что не на всех его участках, залежах, пластах осуществляется добыча полезных ископаемых, а также в случае, если одновременно с добычей на некоторых участках, залежах, пластах ведутся геолого-разведочные работы.

4.13.4 К законсервированным относятся месторождения с невыработанными запасами газа, газового конденсата и попутных полезных ископаемых, на которых по тем или иным причинам прекращены разведка и разработка.

4.14 Геологическая информация, полученная в результате геолого-разведочных работ на лицензионном участке недр, и непосредственно на месторождении в процессе его разведки, опытно-

промышленной и промышленной разработки обобщается в отчете по подсчету запасов газа, газового конденсата, сопутствующих компонентов (в том числе нефти).

4.15 Отчет по подсчету запасов месторождений представляется недропользователем на государственную экспертизу. Отчет содержит текстовую часть, текстовые, табличные и графические приложения, цифровые геологические и фильтрационные модели месторождения (залежи, пласта), а также документацию геолого-разведочных, геофизических, гидрогеологических работ и исследований скважин, данные разработки и др. исходные сведения, необходимые для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений.

Для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений дается технико-экономическое обоснование КИК и КИН.

Порядок проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и постановки их на государственный учет регламентируется [3].

4.16 Материалы подсчета запасов газа, газового конденсата и попутных компонентов должны содержать все данные, позволяющие провести проверку подсчета без личного участия авторов. Материалы подсчета запасов, выполненного с помощью компьютерных технологий, должны содержать все данные, позволяющие провести проверку его промежуточных и конечных результатов.

4.17 Проектирование разработки и промышленное освоение месторождений осуществляются на базе утвержденных в установленном порядке геологических запасов газа и извлекаемых запасов конденсата и нефти.

4.18 В техническом проекте разработки в обобщенном виде приводится имеющаяся геологическая информация о месторождении и районе его расположения, оценивается ее полнота и качество для целей проектирования разработки, обосновываются виды и объемы дополнительной геологической информации, которую необходимо получить в процессе разработки и доразведки месторождения.

4.19 Государственная экспертиза может проводиться на любой стадии геологического изучения месторождения при условии, если представляемые на экспертизу геологические материалы позволяют дать объективную оценку количества и качества запасов полезных ископаемых, их народно-хозяйственного значения, горно-технических, гидрогеологических, экологических и др. условий их добычи. Заключение государственной экспертизы о промышленной значимости разведанных запасов полезных ископаемых является основанием для постановки их на государственный учет [1].

5 Требования к геологической информации при описании типа и геометрии месторождений, залежей, пластов

5.1 Геологическая информация, необходимая при описании формы и размеров месторождений, залежей, пластов включает сведения о внешних и внутренних границах углеводородных скоплений, положении контактов газ-нефть-вода, общих, эффективных и эффективных насыщенных толщинах пластов.

5.2 Массив геологических данных должен отражать пространственное положение, форму и размеры внутренних латеральных и вертикальных неоднородностей месторождения (залежи, пласта), способных повлиять на показатели разработки.

К внутренним неоднородностям относятся пласты, пропластки, фации, зоны и участки, заметно отличающиеся от основного объема объектов эксплуатации своими свойствами, такими как глинизация, доломитизация коллекторов, локальные изменения их толщины, наличие рифогенных образований, трещиноватость, кавернозность, выклинивание, срезание, протыкание, блоковое строение и т.д.

5.3 В описаниях дизъюнктивных границ необходимо освещать их геометрические размеры, структуру, амплитуду и стратиграфическую принадлежность пород. Основное внимание должно уделяться экранирующим, коллекторским, флюидопроводным свойствам дизъюнктивных нарушений, а также их влиянию на блоковое строение изучаемого объекта.

5.4 При наличии на месторождении газовой или газоконденсатной залежи с промышленно значимой нефтяной оторочкой имеющаяся геологическая информация должна обеспечивать ее описание как самостоятельной нефтяной залежи в соответствии с ГОСТ Р 53710.

5.5 Начальные внешние и внутренние контуры залежи определяются линией пересечения кровли и подошвы продуктивного пласта с поверхностью ГВК или ВНК и устанавливаются по результатам бурения и исследования скважин с учетом данных детальной сейсморазведки.

5.6 Для определения глубины залегания газоводяных, водонефтяных и газонефтяных контактов должны использоваться данные ГИС, лабораторных исследований керна, опробования и испытания пластов.

При наличии негоризонтального флюидального контакта следует указывать элементы залегания его поверхности и причины ее отклонения от горизонтали.

5.7 Для определения эффективных газонасыщенных толщин должны выбираться вертикальные скважины, целиком вскрывающие продуктивный пласт. В случае необходимости могут использоваться также наклонно направленные скважины, целиком вскрывающие продуктивный пласт, с введением поправки на удлинение, рассчитанной по данным инклинометрии.

5.8 Объемная форма месторождения (залежи, пласта) представляется серией геологических разрезов, структурных карт и цифровыми трехмерными моделями.

6 Требования к геологической информации для описания характеристик горных пород

6.1 Описание горных пород должно проводиться по группам (осадочные, метаморфические, магматические), а внутри групп — по возрасту от древних к молодым.

6.2 Описание горной породы должно содержать ее определение (название), упоминание о генезисе, сведения о принадлежности к местному, региональному, международному стратиграфическому подразделению или магматическому (метаморфическому) комплексу, возрасте, форме и характере залегания, геологических границах, фациальной изменчивости, первичном и современном вещественном составе, структуре, эпигенетических изменениях, месте породы в составе месторождения, залежи, пласта (материнская, коллектор, покрышка, ложная покрышка).

6.3 В описаниях геологических границ стратифицированных образований должны указываться форма границ, наличие или отсутствие стратиграфических и угловых несогласий, диапировых структур, изменения состава, структуры и возраста слоев, связанных с описываемой границей.

6.4 В случае вскрытия скважинами пород фундамента особое внимание должно быть уделено описанию эродированной кровельной части магматических и метаморфических образований, содержащей признаки коры выветривания, способной вмещать промышленные скопления углеводородов.

6.5 По результатам лабораторных анализов керна должна быть представлена информация о:

- литологических характеристиках горных пород (макро- и микроописание, гранулометрия, карбонатность, глинистость и др. существенные признаки породы);
- физических характеристиках, сопоставимых с характеристиками, изучаемыми методами ГИС (электрическое сопротивление, естественная радиоактивность, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, сечение захвата);
- динамических характеристиках пород-коллекторов, связанных с моделированием воздействия на них в результате разработки месторождения;
- технологических характеристиках, связанных с изучением буримости горных пород, эффективностью перфорации, гидроразрывом пласта, влиянием промывочных и др. технологических жидкостей, в т. ч. кислотных составов, на фильтрационные свойства породы;
- палеонтологических, микропалеонтологических и палинологических определениях возраста горных пород.

7 Требования к геологической информации при описании фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов

7.1 Геологическая информация о фильтрационно-емкостных свойствах пород-коллекторов формируется на основе лабораторных исследований керна, геофизических, геолого-технологических и гидродинамических исследований скважин, а также по результатам пробной эксплуатации скважин, опытно-промышленной и промышленной разработки.

7.2 Геологическая информация о фильтрационно-емкостных свойствах пород-коллекторов должна содержать сведения:

- о типе и классе пород-коллекторов, характере изменчивости коллекторов в объеме месторождения;

- о емкостных и фильтрационных свойствах коллекторов, об их изменчивости по площади и разрезу;
- о насыщенности коллекторов;
- об относительной фазовой проницаемости для газа, конденсата, нефти, воды при двух- и трехфазной фильтрации;
- о возможности закачки сточных вод.

7.3 Петрофизические исследования пород-коллекторов обеспечивают непосредственную информацию о строении и свойствах продуктивных пластов. Они необходимы на всех этапах освоения месторождений.

7.4 Стандартные анализы керна с целью определения параметров, необходимых для подсчета геологических запасов газа, газового конденсата и нефти (пористость, проницаемость, газо-, нефте-, водонасыщенность) выполняются на поисково-оценочном и разведочном этапах геолого-разведочных работ, а также в процессе опытно-промышленной разработки и доразведки месторождений (залежей).

Виды, объемы и методы стандартных исследований керна регламентируются национальными стандартами Российской Федерации, инструкциями, др. руководящими документами.

7.5 Специальные исследования керна для определения относительных фазовых проницаемостей для газа, конденсата, нефти, воды при двух- и трехфазной фильтрации, коэффициентов вытеснения нефти водой, газом и различными химическими реагентами (при наличии нефтяных оторочек), газопроницаемости в условиях, соответствующих пластовым, коэффициента сжимаемости пор горных пород выполняются на этапе разведки и в процессе опытно-промышленной разработки в целях получения достоверных исходных данных для проектирования разработки месторождений.

7.6 Специальные исследования керна по определению сжимаемости порового пространства пород проводятся для оценки проседания поверхности в процессе разработки месторождений.

8 Требования к геологической информации при описании свойств пластовых флюидов

8.1 При описании физико-химических свойств пластовых флюидов следует отдельно характеризовать углеводородную составляющую, пластовые воды, а также воды, которые могут быть использованы как источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения для обеспечения потребностей добывающих организаций.

8.2 В обязательном порядке приводятся свойства пластовых флюидов как в поверхностных, так и в пластовых условиях.

8.3 При описании свойств газа и конденсата необходимо указать:

- компонентный состав газа и основные свойства компонентов: молекулярную массу, плотность в стандартных условиях, относительную плотность по воздуху, критические температуру и давление, коэффициент сверхсжимаемости, объемный коэффициент, вязкость при стандартных условиях, равновесную температуру и давление гидратообразования, теплоту сгорания газа и конденсата, способность к парафинообразованию и парафиноотложению;
- потенциальное содержание в пластовом газе углеводородов C_{5+} при стандартных условиях;
- плотность конденсата при стандартных условиях;
- компонентно-фракционный состав сырого и стабильного конденсата при стандартных условиях;
- давление начала конденсации.

8.4 При наличии нефтяных оторочек физико-химические свойства нефти в пластовых и стандартных условиях описываются по ГОСТ Р 53713.

8.5 В описании пластовых вод необходимо указывать:

- общую характеристику водоносного бассейна, гидрогеологических этажей и гидрогеологических комплексов в районе расположения месторождения;
- характеристику пластовых вод месторождения (подошвенных, краевых, разделяющих залежи водоносных пластов и др.);
- глубину залегания водоносных пластов;
- физико-химические свойства пластовых вод (общую минерализацию и ионно-солевой состав, плотность и вязкость при стандартных условиях);
- содержание растворенного газа;
- состав растворенного газа;

- плотность воды в пластовых условиях;
- коэффициент упругоемкости;
- содержание микроэлементов;
- дебиты скважин, статический уровень;
- возможности использования подземных вод для извлечения полезных компонентов, получения геотермальной энергии, промышленного и бытового водоснабжения.

8.6 При описании термобарических условий месторождения (залежи) приводятся значения начальных пластовых давлений и температур всех продуктивных пластов, значения поровых давлений в породах-покрышках, при этом особенно тщательно характеризуются зоны аномально высоких и аномально низких давлений.

9 Требования к геологической информации при описании продуктивных характеристик скважин

9.1 Продуктивная характеристика добывающей скважины характеризует пропускную способность (добычную способность) пласта и его призабойной зоны по пластовому флюиду или его фазовым составляющим. Используются также удельные характеристики, отнесенные к единице вскрытой толщины пласта.

9.2 Продуктивная характеристика определяется при проведении гидродинамических исследований.

9.3 Продуктивная характеристика газовой скважины включает совокупность сведений:

- о зависимости дебита газа от разности квадратов пластового и забойного давлений, характеризующей условия притока газа к забою скважины;
- о значениях коэффициентов фильтрационных сопротивлений и уравнении притока газа, которые используются для определения средних значений параметров призабойной зоны пласта и прогноза изменения дебита и давления во времени;
- о зависимости дебита и забойной температуры от депрессии на пласт;
- о зависимости устьевого давления и температуры от дебита скважины с учетом конструкции лифтовой колонны;
- о рабочих и максимально допустимых дебитах скважин, получаемых из анализа условий разрушения призабойной зоны скважины, скопления твердых примесей на забое, образования гидратов, коррозии оборудования, подтягивания конусов воды, технических условий эксплуатации и т. д.;
- о свободном и абсолютно свободном дебитах скважины;
- об условиях выноса жидкости (воды и конденсата), твердых частиц породы и степени очищения или засорения призабойной зоны скважины при различных депрессиях на пласт;
- о зависимости изменения во времени дебита газа, температуры и давления после открытия скважины, служащей для определения периода стабилизации и параметров пласта;
- о зависимости изменения во времени температуры и давления на забое и на устье после закрытия скважины, используемой для определения периода нарастания пластового (статического) давления и параметров пласта;
- о проницаемости (проводимости) призабойной зоны и зоны дренирования скважины;
- о неоднородности пласта (наличии зон резко ухудшенной проводимости пласта).

9.4 Геологическая информация для описания продуктивной характеристики газовых скважин должна включать:

- сведения о глубине залегания продуктивного пласта и абсолютной отметке ГВК;
- данные о литологическом составе и физических свойствах продуктивного пласта;
- сведения об эффективных и эффективных газонасыщенных толщинах пластов (пропластков);
- характеристику пород-коллекторов (ФЕС, характер насыщения флюидами) с описанием изменения свойств по разрезу продуктивного пласта;
- характеристику трещинной и каверновой составляющих емкостного пространства продуктивного пласта;
- сведения об анизотропии проницаемости по напластованию слоев и в перпендикулярном направлении;
- данные о пластовых температуре и давлении;
- данные о составе пластовой углеводородной смеси;
- характеристику кислых компонентов пластового газа (H_2S, CO_2);

- коэффициент сверхсжимаемости газа (в зависимости от давления и температуры);
- данные об условиях парафинообразования и парафиноотложения;
- коэффициенты фильтрационных сопротивлений;
- вязкость газа (в зависимости от давления и температуры);
- коэффициент проницаемости пласта (в зависимости от давления);
- коэффициент макрошероховатости пласта;
- забойное давление;
- радиус скважины (берется по радиусу долота);
- радиус контура питания, который определяется в зависимости от времени исследования, а в случае добывающих скважин — как половина расстояния между ними);
- коэффициенты совершенства скважины по характеру и степени вскрытия пласта;
- коэффициент пьезопроводности;
- газоконденсатные характеристики добываемой продукции на газоконденсатных месторождениях.

9.5 Геологическая информация, необходимая для достоверного определения продуктивной характеристики скважин, эксплуатирующих нефтяную оторочку, должна включать сведения:

- о глубине залегания пласта;
- о высоте нефтяной оторочки;
- о площади нефтеносности;
- об общих, эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщинах пласта;
- о песчанистости;
- о расчлененности;
- о типе и ФЕС породы-коллектора;
- о нефтенасыщенности;
- о положении ВНК и ГНК;
- о пластовых температуре и давлении;
- о составе и физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях;
- о давлении газонасыщения;
- об условиях парафинообразования и парафиноотложения;
- об объемном коэффициенте нефти.

10 Требования к комплексам геофизических исследований

10.1 В процессе строительства, освоения и эксплуатации всех категорий газовых и нефтяных скважин должны быть проведены геофизические исследования для решения геологических, технических и технологических задач, в соответствии с ГОСТ Р 53709. Общие исследования должны быть проведены по всему стволу скважины от забоя до устья, детальные — в интервалах вскрытия перспективных и содержащих газ и нефть пластов.

10.2 Обязательный комплекс ГИС состоит из постоянной части, единой для всех регионов, и изменяемой части, состав которой определяется спецификой геолого-технических условий и решаемых задач в конкретной скважине.

10.3 Постоянная часть обязательного комплекса ГИС, включающая общие и детальные исследования, в полном объеме выполняется во всех поисковых, оценочных и разведочных скважинах. Для эксплуатационных скважин обязательный комплекс ГИС отличается уменьшением количества методов и объема детальных исследований.

10.4 Дополнительные (сверх обязательного комплекса) геофизические исследования по согласованию с заказчиком должны быть включены в проекты поискового и разведочного бурения для решения сложных нестандартных геологических задач.

10.5 Состав ГИС формируется при проектировании поисково-разведочных работ и разработки месторождений в соответствии с назначением скважин, прогнозируемыми геологическим разрезом, техническими условиями строительства и эксплуатации скважин.

10.6 Материалы ГИС должны быть представлены на бумажном носителе и в электронном виде с указанием качества проведенных исследований и оценкой эффективности применяемого комплекса методов для конкретных условий. Материалы общих исследований визуализируются в масштабе глубин 1:500, детальных исследований — в масштабе 1:200.

11 Требования к комплексам газогидродинамических исследований

11.1 Газогидродинамические исследования в параметрических, поисково-оценочных, разведочных и эксплуатационных скважинах проводятся на всех этапах геологического изучения, разведки и разработки месторождений. Состав газогидродинамических исследований определяется проектом бурения скважины или группы скважин. Методические, технические и технологические правила проведения газогидродинамических исследований и обработки полученных результатов устанавливаются национальными стандартами Российской Федерации и техническими инструкциями.

11.2 На этапах геологического изучения и разведки месторождений газогидродинамические исследования осуществляют в процессе испытаний скважин, являющихся обязательным элементом комплексного изучения недр. В соответствии с ГОСТ Р 53240 испытания пластов проводят в открытом стволе и в колонне для решения основных задач:

- определения флюидонасыщенности горных пород-коллекторов;
- определения пластовых давлений и гидродинамических параметров пластов;
- изучения закономерностей изменения коллекторских свойств пласта в прискважинной и удаленной зонах;
- оценки начальных притоков газа, конденсата, нефти, пластовой воды;
- оценки эффективности применения различных способов интенсификации притоков газа (нефти);
- оценки запасов и потенциальных добычных возможностей продуктивных пластов;
- определения границ интервалов с разной флюидонасыщенностью во вскрытом стратиграфическом разрезе.

11.3 Испытания в открытом стволе пластоиспытателями на бурильных трубах или приборами на каротажном кабеле должны обеспечить:

- вызов притока и отбор проб пластовых флюидов;
- регистрацию диаграмм давления и притока при испытании;
- детальные исследования для точного определения положений межфлюидных контактов.

11.4 Для испытания в колонне должно быть обеспечено вторичное вскрытие пластов путем перфорации обсадной колонны, цементного кольца и породы с максимально возможным сохранением фильтрационных свойств пластов для последующего выполнения газогидродинамических исследований.

11.5 Газогидродинамические исследования в скважинах подразделяются на первичные, текущие, специальные и комплексные.

11.6 Первичные исследования в обязательном порядке и в полном объеме проводятся во всех поисково-разведочных скважинах по выделенным для испытания объектам и в эксплуатационных скважинах. Включают следующие определения:

- статическое давление на устье скважины;
- пластовое давление по устьевым давлениям расчетным методом и/или замеренное глубинным манометром;
- забойное давление на различных режимах работы скважины по данным замера давления в трубном или затрубном пространстве, а также измеренное глубинными манометрами или комплексами либо определенное расчетным путем;
- дебит скважины по данным диафрагменного измерителя критического течения или диафрагменного измерителя докритического течения в замерном пункте;
- процессы восстановления и стабилизации давления и дебита, фиксируемые самопишущим манометром (дифманометром) или же через определенные промежутки времени образцовыми манометрами;
- температура газа на забое и устье на различных режимах, а также процессы восстановления и стабилизации температуры для обработки кривых восстановления и стабилизации давления и дебита скважины;
- количество выносимого конденсата, нефти, воды и твердых примесей на различных режимах;
- физико-химические свойства газа, конденсата, нефти, воды при стандартных условиях по отобранным на различных режимах работы скважины пробам.

11.7 Текущие исследования проводятся в процессе разработки месторождения в эксплуатационных скважинах в целях получения информации для анализа и при необходимости внесения корректив в проект разработки. Объем текущих исследований определяется в техническом проекте разработки. Наибольшее их число приходится на период проведения опытно-промышленной разработки. После

проведения ремонтно-профилактических и интенсификационных работ текущие исследования в скважинах обязательны.

11.8 Специальные исследования проводятся в выбранных скважинах для решения специфических задач, касающихся разработки конкретного месторождения на той или иной стадии его промышленного освоения. Это может быть изучение степени истощения отдельных пластов, перетоков газа, нефти и воды из одного пласта в другой при совместной эксплуатации, контроль за продвижением межфлюидных контактов, интенсификация добычи газа.

11.9 Информацию о времени и причинах появления в продукции добывающих скважин подземных вод, характере и степени обводнения скважин получают на основании гидрохимических исследований. Периодичность проведения гидрохимических исследований определяется проектным документом на разработку месторождения.

12 Требования к комплексам газоконденсатных исследований

12.1 Исследования на газоконденсатность с получением изотерм конденсации проводятся в обязательном порядке на всех газоконденсатных месторождениях в целях определения параметров, необходимых для подсчета запасов газа и конденсата, проектирования и мониторинга разработки, обустройства месторождения. Исследования должны быть выполнены в соответствии с инструкцией по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин.

12.2 Исследования на газоконденсатность проводятся промысловыми и лабораторными методами для определения:

- физико-химических свойств газа и конденсата;
- фазового состояния газоконденсатной смеси;
- изменчивости состава пластового флюида по высоте и площади залежи.

12.3 Промысловые газоконденсатные исследования проводятся совместно с газодинамическими исследованиями, включая первичные, текущие и специальные. Для выполнения исследований выбирают наиболее высокодебитные скважины.

12.4 При наличии промышленно значимой нефтяной оторочки для исследования на газоконденсатность выбирают три скважины, расположенные в своде структуры, вблизи нефтяной оторочки и в промежуточном участке между ними.

12.5 Многопластовые газоконденсатные месторождения исследуются таким количеством скважин, чтобы были охвачены все залежи, содержащие основные запасы газа и конденсата.

12.6 При условии разработки залежи в режиме истощения при содержании C_{5+} более $25 \cdot 10^{-3}$ кг/м^3 для определения КИК используют установки фазовых равновесий. Для залежей с содержанием C_{5+} менее $25 \cdot 10^{-3}$ кг/м^3 допускается определять КИК графоаналитическим методом.

Библиография

[1] Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах»

[2] Федеральный закон от 27 июля 2006 г. № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации»

[3] Постановление Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2005 г. № 69 «О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение»

УДК 553.981; 622.279 ОКС 75.060 ОКП 027000

Ключевые слова: проектирование, освоение, газ, газовый конденсат, месторождение, геологическая информация

Редактор *С.А. Кузьмин*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Г.В. Яковлева*
Компьютерная верстка *Ю.В. Поповой*

Сдано в набор 09.11.2015. Подписано в печать 15.12.2015. Формат 60 ×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,86. Уч.-изд. л. 1,40. Тираж 35 экз. Зак. 634.

Набрано в ИД «Юриспруденция», 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, 11.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru
Издано и отпечатано во
ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru