



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
"ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМИССИЯ ПО ЗАПАСАМ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ"
(ФГУ "ГКЗ")

ПРИКАЗ

«02» февраля 2015 г.

г. Москва

01-9/100
№ ____ -орг

«Об утверждении рекомендаций по Структуре и организации проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов УВС»

В целях реализации полномочий по проведению государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о представляемых в пользование участках недр, возложенных на ФБУ «ГКЗ» приказом Федерального агентства по недропользованию от 22.02.2005 г. № 185 и в связи необходимостью оценки обоснованности внесения в государственный баланс запасов полезных ископаемых изменений по параметрам, учитываемым при расчётах льготного налогообложения

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить Рекомендации «Структура и организация проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья» (приложение 1).
2. Отменить приказ ФГУ «ГКЗ» от 30.05.2011 г. №301-орг.
3. Заместителю генерального директора ФБУ «ГКЗ» (Саакяну М.И.), начальнику отдела оперативного учёта углеводородного сырья (Стыщенко Т.Л.) обеспечить проведение государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья в соответствии с прилагаемыми Рекомендациями.
4. Отделу информационных технологий (Токареву Д.В.) разместить Приложение 1 на сайте ФБУ «ГКЗ».
5. Контроль за исполнением приказа оставляю за собой.

Генеральный директор

И.В. Шпуров

W. H. R. B.

РЕКОМЕНДАЦИИ

**СТРУКТУРА И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ
ЭКСПЕРТИЗЫ ОПЕРАТИВНОГО ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ЗАПАСОВ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

В настоящем документе изложены рекомендации по форме представления материалов обосновывающих изменение состояния запасов углеводородного сырья на государственную экспертизу, система организации проведения экспертизы и заседания экспертной комиссии, организация рассылки материалов и результатов государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов, утверждённых в установленном порядке.

1. Государственная экспертиза оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья (УВС) осуществляется Федеральным бюджетным учреждением «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (далее ФБУ «ГКЗ»), уполномоченным приказом Федерального агентства по недропользованию (далее Роснедра) от 22.02.2005 года №185, по согласованию с Министерством природных ресурсов.

I. Материалы оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья представляемые на государственную экспертизу.

2. Государственной экспертизе оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья подлежат следующие материалы:

а) по открытым в процессе поисково-разведочных работ месторождениям (залежам), запасы которых не числятся на учете в государственном балансе полезных ископаемых, при этом подсчетные параметры обосновываются по материалам пробуренных скважин, данных сейсмических исследований или по аналогии с близлежащими изученными одновозрастными отложениями месторождений (залежей), сходными по своим геолого-промысловым и геолого-геофизическим характеристикам;

б) по разведываемым месторождениям (залежам), обосновывающие изменения состояния запасов углеводородного сырья, произошедшие в результате геологоразведочных работ, опережающего эксплуатационного бурения или переоценки, при этом изменение подсчетных параметров обосновывается по материалам новых пробуренных скважин, новых данных сейсмических исследований и других новых данных, полученных по результатам переинтерпретации полученных ранее материалов или результатов лабораторных исследований коллекторов или флюидов;

в) по разрабатываемым и подготовленным к разработке месторождениям (залежам), обосновывающие изменение состояния запасов углеводородного сырья, произошедшие в результате эксплуатационного разбуривания, проведения трёхмерной сейсморазведки; при этом подсчётные параметры оцениваются (переоцениваются) с учётом: материалов последнего подсчёта запасов и ТЭО КИН, утверждённых ГКЗ Роснедра (ГКЗ СССР); действующего проектного документа на

разработку месторождения УВС и с учетом новых данных, полученных в результате всех проведенных работ;

г) по разрабатываемым месторождениям (залежам), находящимся в поздней стадии разработки, по которым геологическая модель практически не меняется, но в связи с появлением новых технологий или изменением экономических условий разработан и согласован в установленном порядке новый проектный документ на разработку, учитывающий эти технологии или экономические условия, что в свою очередь, приводит к изменению КИН (КИК); на экспертизу представляется изменение состояния извлекаемых запасов нефти (конденсата), соответствующие КИН (КИК), принятым в новом проектном документе.

3. Государственной экспертизе оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья **не** подлежат материалы по месторождениям (залежам):

- изменение начальных запасов по которым в большую или меньшую сторону в целом по месторождению по сумме категорий $A+B+C_1+C_2$ превышает 20%, от ранее утверждённых ГКЗ Роснедра (ГКЗ СССР);

- по месторождениям (залежам), новые данные по которым противоречат геологической модели, принятой ГКЗ Роснедра (ГКЗ СССР) в части принципиального изменения тектонической модели ловушки, фазового состояния залежей и использования других методических приёмов при определении подсчётных параметров;

- прошедшим государственную экспертизу ГКЗ Роснедра в отчётном году, за исключением случаев, когда при интенсивном эксплуатационном разбуривании происходят изменения состояния запасов при переводе их в более высокие категории, при этом геологическое строение залежи месторождения не изменяется.

II. Рекомендации по форме и содержанию материалов, подлежащих государственной экспертизе оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья

4. Для проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья представляются следующие материалы:

- а) отчёт, в котором излагается мотивация представления материалов на экспертизу, описывается история освоения месторождения, указываются дата

утверждения и номера протокола государственной экспертизы запасов (ГКЗ СССР, ГКЗ МПР России, ЦКЗ МПР России, ГКЗ Роснедра), дата утверждения и номер протокола утверждения предыдущего экспертного заключения по оперативному подсчету запасов по месторождению (залежи, представленной на госэкспертизу), номер и дата протокола ЦКР Роснедра по УВС, на основании которого согласован действующий проектный документ, указываются какие работы были выполнены после предыдущего подсчёта запасов и их основные результаты, даётся обоснование всех подсчётных параметров, прилагаются таблицы и графики, обосновывающие подсчётные параметры, таблица сопоставления подсчётных параметров с числящимися в Государственном балансе, таблица движения запасов.

Отчёт и табличные приложения должны быть сброшюрованы в книгу, графические приложения собраны в отдельную папку;

б) для обоснования подсчётных параметров и изменения состояния запасов по объекту прилагаются следующие фактические материалы:

- подсчетные планы с нанесением границ лицензионных участков и категорий запасов предыдущего и представленного подсчета, внутри и за пределами границ лицензионного участка указывается недропользователь и номер лицензии, в т.ч. нераспределённый фонд;

- утверждённые подсчётные планы предыдущего подсчёта запасов;
- геологические разрезы;
- схемы корреляции разрезов скважин;
- таблицы подсчётных параметров;
- карты толщин продуктивных пластов;
- в случае необходимости карты пористости, насыщенности;
- схемы обоснования флюидальных контактов;
- сейсмические материалы, необходимые для обоснования подсчетных параметров и категорий запасов.

- по новым скважинам, пробуренным после предыдущего подсчёта запасов:

- материалы промысловых геофизических исследований скважин;
- результаты (акты) опробования и испытания скважин

(ксерокопии первичных документов);

– анализы керна и флюидов;

в) материалы обосновывающие изменение вязкости нефти и проницаемости, в случае если их новые значения попадают в диапазон позволяющих получить льготные условия налогообложения (Приказ МПР от 15.05.2014 №218). Материалы этого раздела отчёта должны быть представлены отдельным приложением, содержащим результаты проведённых лабораторных исследований, документы аккредитации лабораторий и сертификаты лабораторного оборудования, подтверждающие их право проводить анализы в представленном диапазоне значений вязкости и проницаемости.

г) сопроводительное письмо в Роснедра с просьбой провести государственную экспертизу;

д) сопроводительное письмо территориального органа управления по недропользованию, в котором подтверждается правильность нанесения пользователем недр на подсчётные планы границ лицензионного участка; а в случае, если часть залежи (залежей) выходит в нераспределённый фонд – согласие принять на баланс нераспределённого фонда недр, подсчитанные в его пределах запасы;

е) в случае, если площади залежей выходят за границы лицензионного участка пользователя недр, предоставившего материалы на государственную экспертизу запасов, на участки распределенного фонда недр, представляется документ согласования между двумя пользователями недр по структурным построениям, подсчётным параметрам, границам залежи и категориям и объёмам запасов;

е) копия платежного документа об оплате государственной экспертизы с указанием в нём названия месторождения и количества объектов, за проведение экспертизы которых произведена оплата.

III. Организация проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья.

5. Формирование предварительного плана работ и графика

рассмотрения материалов.

5.1. Для планирования работы экспертной комиссии и расчёта объёмов финансирования оплаты работы внештатных экспертов составляются перспективные годовые и текущие квартальные планы работ на основании информационных писем пользователей недр о количестве месторождений и залежей, которые они планируют представить в будущем году на оперативную экспертизу. Сформированный график рассмотрения материалов оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья утверждается генеральным директором ФБУ «ГКЗ», либо его заместителем, курирующим данное направление.

5.2. На основании фактически полученных ФБУ «ГКЗ» для проведения государственной экспертизы материалов составляется еженедельный график рассмотрения материалов оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья.

6. Приемка материалов пользователя недр на государственную экспертизу.

6.1 Все материалы по обоснованию изменения состояния запасов адресуются в Роснедра. Материалы принимаются по адресу: г. Москва, ул. Большая Полянка, д. 54, стр. 1, под. 2.

Материалы, перечисленные в п. 4 (пп. «а» и «б»)) представляются в 4-х экземплярах на бумажном носителе и 1 экземпляр на электронном носителе, остальные материалы представляются в одном экземпляре на бумажном носителе. Информация на электронном носителе должна соответствовать варианту, представленному на бумажном носителе.

6.2. Представленные в Роснедра материалы регистрируются в установленном порядке и в 3-хдневный срок с даты регистрации проверяются на комплектность и направляются для проведения экспертизы в ФБУ «ГКЗ».

6.3. Некомплектные материалы с сопроводительным письмом возвращаются заявителю (пользователю недр) наложенным платежом.

6.4. Представленные материалы оцениваются специалистами отдела оперативного учёта УВС с точки зрения необходимости проведения предварительной экспертизы и принимается к рассмотрению.

6.5. Заседание экспертной комиссии должно быть назначено не позже чем

через 30 дней после получения полного комплекта материалов перечисленных в п. 4, в случае проведения дополнительной экспертизы – не позже, чем за 60 дней.

6.6. Пользователю недр направляется приглашение об участии в заседании экспертной комиссии не позднее, чем за 7 дней до его назначенной даты.

7. Формирование и работа экспертной комиссии.

7.1. Для проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья приказом ФБУ «ГКЗ» создаётся экспертная комиссия. Оплата труда внештатных экспертов – членов комиссии осуществляется на договорной основе за счёт средств федерального бюджета. Размер оплаты труда экспертов устанавливается в зависимости от сложности и объема рассматриваемых материалов.

7.2. В состав экспертной комиссии включаются сотрудники ФБУ «ГКЗ» и внештатные эксперты. В экспертной комиссии количество штатных сотрудников ФБУ «ГКЗ» не должно превышать 30% от общего состава. В целом численность комиссии не должна превышать 10 человек. В случае сложного строения объекта экспертизы или большого объёма информации количество внештатных экспертов может быть увеличено.

7.3. К экспертной работе над материалами не могут быть привлечены специалисты, являющиеся соавторами представленных материалов.

Внештатные эксперты при рассмотрении материалов используют свои знания и опыт и руководствуются нормативными документами по государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, соблюдая конфиденциальность относительно рассматриваемых материалов.

7.4. На заседании экспертной комиссии должны присутствовать: представители пользователя недр или лицо уполномоченное доверенностью, представившего материалы на государственную экспертизу недропользователя и непосредственные исполнители отчёта с подсчётом запасов.

7.5. Руководитель экспертной комиссии или его заместитель организуют и координируют работу по рассмотрению экспертируемых материалов.

7.6. Внештатный эксперт, проводивший дополнительную экспертизу, представляет соответствующее экспертное заключение в двух экземплярах не позднее чем за 4 дня до заседания экспертной комиссии.

7.7. К заседанию экспертной комиссии сотрудниками отдела оперативного учёта углеводородного сырья подготавливается проект экспертного заключения.

7.8. Заседание экспертной комиссии ведет руководитель или его заместитель.

7.9. Экспертная комиссия в оперативном порядке рассматривает и анализирует представленные материалы. Рассмотрение материалов производится в следующем порядке:

- авторы материалов по оперативному подсчету запасов докладывают экспертной комиссии об изменениях состояния запасов, произошедших после предыдущего подсчета запасов в результате геологоразведочных работ или переоценки, и обосновывают эти изменения;
- в случае проведения дополнительной экспертизы заслушиваются привлечённые к ней внештатные эксперты;
- члены экспертной комиссии задают вопросы и обсуждают представленные материалы;
- руководитель экспертной комиссии совместно с членами экспертной комиссии с учетом замечаний экспертизы отдельных подсчётных параметров поступивших и принятых предложений и рекомендаций, формирует решение экспертной комиссии.

7.10. Решение комиссии принимается открытым голосованием простым большинством.

7.11. Результаты государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья излагаются в экспертном заключении, которое при необходимости, дорабатывается с учётом принятых на заседании комиссии решений и рекомендаций, подписывается всеми членами экспертной комиссии, после чего направляется на утверждение в Роснедра.

7.12. При несогласии отдельных членов экспертной комиссии с принятым решением, они подписывают экспертное заключение с пометкой «особое мнение», которое оформляется отдельным документом, содержащим его обоснование.

8. Экспертное заключение.

8.1. Экспертное заключение должно содержать следующие выводы и рекомендации:

- о достоверности и правильности указанной в представленных материалах оценки количества и качества запасов углеводородного сырья;
- об обоснованности подсчётных параметров, флюидальных контактов, форме и типе ловушки, структуре и строении коллектора;
- о необходимости внесения изменений в представленный пользователем недр подсчёт запасов на основе проведённой государственной экспертизы;
- об обоснованности постановки на государственный баланс запасов углеводородного сырья или их списания с государственного баланса, и внесения изменений в состояние запасов месторождения (залежи);
- в случае признания необоснованными представленные на государственную экспертизу изменения состояния запасов УВС, в экспертном заключении указываются конкретные позиции, по которым было принято такое решение;
- рекомендация Роснедрам утвердить решение экспертной комиссии, принятое по итогам заседания;
- рекомендация пользователю недр о необходимости отражения изменений состояния запасов в форме 6-гр;
- рекомендация ФГУ НПП Росгеолфонд о внесении соответствующих экспертному заключению изменений в государственный баланс полезных ископаемых;
- иные выводы и рекомендации.

8.2. Экспертное заключение (приложение 1) составляется в 2-х экземплярах, подписывается руководителем экспертной комиссии, секретарём и всеми членами экспертной комиссии. Табличные приложения подписываются секретарем экспертной комиссии

Подписанные экспертные заключения направляются в Федеральное агентство по недропользованию для утверждения не позднее, чем через 14 дней после заседания экспертной комиссии.

9. После завершения работы экспертной комиссией по проведению государственной экспертизы оперативного изменения состояния УВС ФБУ «ГКЗ» производит оплату труда внештатных экспертов.

IV. Рассылка материалов и результатов проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья.

10. После утверждения экспертного заключения экспертной комиссии по проведению государственной экспертизы оперативного изменения состояния УВС в установленном порядке:

- один экземпляр (первый) экспертного заключения, утверждённого в установленном порядке, остаётся в Федеральном агентстве по недропользованию;
- один экземпляр (второй) экспертного заключения, утверждённого в установленном порядке, а также электронная версия материалов оперативного подсчета запасов хранятся в архиве ФБУ «ГКЗ».

11. В течение 10 дней после утверждения экспертного заключения отделом оперативного учета запасов УВС производится рассылка документов:

- в ФГУ НПП Росгеолфонд – копия экспертного заключения утверждённого в установленном порядке, и один экземпляр материалов оперативного изменения состояния запасов;
- пользователю недр – две копии утверждённого в установленном порядке экспертного заключения (в т.ч. одна для передачи в территориальные фонды геологической информации совместно с экземпляром материалов).

ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ №___ - оп

на оперативный подсчёт запасов нефти и растворённого газа (свободного газа, конденсата) по залежи пласта **Ивановского** месторождения, расположенного в _____ области.

«название пользователя недр»

(номер и дата выдачи лицензии)

г. Москва

« » _____ г.

На рассмотрение экспертной комиссии пользователем недр представлены материалы, обосновывающие изменение состояния запасов УВС по залежам пластов _____ Ивановского месторождения

Местоположение месторождения по административно-территориальной принадлежности с указанием расстояния до ближайшей ж.-д. станции, порта или крупного населенного пункта. Для месторождений, расположенных в пределах добывающего района, указываются ближайшие разрабатываемые месторождения.

Местоположение месторождения в тектоническом плане.

Год открытия месторождения, для разрабатываемых месторождений год ввода в промышленное освоение с указанием даты согласования и названия действующего проектного документа.

Наличие лицензии с указанием срока её действия.

Приводится дата предыдущего утверждения запасов по объекту пересчета и орган, проводивший экспертизу (номер протокола и экспертного заключения).

Дается краткая характеристика месторождения в целом.

Месторождение представляется на государственную экспертизу в связи с изменением состояния запасов по результатам геологоразведочных работ (или переоценки). Описываются работы, проведенные после последнего подсчета запасов. Перечисляются объекты, по которым произошли изменения.

По новым открываемым месторождениям (залежам) дается подробное описание открытия, характеристика коллектора, флюида, обоснование параметров.

По залежам, учтенным госбалансом, дается краткое описание произошедших изменений, в результате чего они произошли и как изменились запасы.

Если необходимо, перечисляются отмеченные недостатки или

положительные моменты подсчёта запасов или геологоразведочных работ.

Экспертная комиссия после обсуждения и обмена мнениями решила:

1. считать необходимым внести такие-то изменения в подсчёт запасов (перечисляются изменения по каждому подсчётному объекту);
2. подсчётные параметры залежей в пластах _____ месторождения достаточно обоснованы и с учётом п. 1.1 могут быть приняты для подсчёта запасов;
3. рекомендовать Роснедра к утверждению запасы залежей в пластах _____ месторождения в соответствии с таблицей 2.
4. ОАО «_____» отразить изменения в состоянии запасов нефти и растворённого газа (свободного газа, конденсата) по залежам в пластах _____ месторождения в форме 6-гр за _____ год по графе разведка (переоценка, передача) согласно таблице 2 с учётом накопленной добычи;

В раздел включаются рекомендации, которые были высказаны экспертной комиссией в процессе рассмотрения объекта.

В случае если представленные Материалы по своему содержанию, обоснованности и объёму не позволяют дать объективную оценку количества и качества запасов полезных ископаемых, то даются указания о необходимости соответствующей доработке.

5. Рекомендовать ФГУ НПП «Росгеолфонд» внести изменения в государственный баланс запасов полезных ископаемых по залежам в пластах месторождения по состоянию на 01.01.____ в соответствии с таблицами 1 и 2 с учётом накопленной добычи.


III. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ДЛЯ ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ К ОТЧЁТАМ С ОПЕРАТИВНЫМ ПОДСЧЁТОМ ЗАПАСОВ

ОБОЗНАЧЕНИЯ СКВАЖИН НА ПОДСЧЕТНЫХ ПЛАНАХ

56 **56** Номер скважины
 ● 2112 ● 2112 Абсолютная отметка кровли коллектора
 4,2 4.2/1.1/3.1 Эффективная толщина коллектора
 1,1 Эффективная газонасыщенная толщина коллектора
 3,1 Эффективная нефтенасыщенная толщина коллектора

56
 ● Номер скважины, впервые используемой в ПЗ
 (номер скважины выделяется жирным шрифтом и красным цветом)

ОБОЗНАЧЕНИЯ СКВАЖИН НА СХЕМЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ*

| № | КАТЕГОРИЯ | ИЗОБРАЖЕНИЕ |
|---|-----------------|---|
| 1 | Разведочные |  |
| 2 | Поисковые |  |
| 3 | Структурные |  |
| 4 | Параметрические |  |
| 5 | Опорные |  |

*- размеры значков скважин должны соответствовать масштабу карты.

Результаты опробования в обсаженных скважинах

| | КАТЕГОРИИ СКВАЖИН | В СКВАЖИНАХ ПОЛУЧЕНЫ ПРИТОКИ | | | | | ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ СКВАЖИН | | |
|--|-------------------|------------------------------|--------------------|----------------------|------|----------------|-------------------------------|---------------------------------|--|
| | | НЕФТИ | ПРИРОДНОГО ГАЗА | ГАЗ С КОНДЕНСАТОМ | ВОДЫ | НЕТ ПРИТОКА | В КОНСЕРВАЦИИ | ПО ГЕОЛОГИЧЕСКИМ ПРИЧИНАМ | ЛИКВИДИРОВАННЫЕ ПО ТЕХНИЧЕСКИМ ПРИЧИНАМ |
| 1 | Эксплуатационные | | | | | | | | |
| 2 | Разведочные | | | | | | | | |
| 3 | Поисковые | | | | | | | | |
| 4 | Структурные | | | | | | | | |
| 5 | Параметрические | | | | | | | | |
| 6 | Опорные | | | | | | | | |
| При получении притока двухфазной жидкости (или жидкости и газа) обозначение внутри кружка комбинированное, например: | | | | | | | | | |

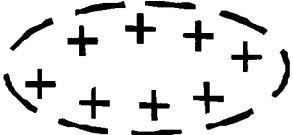




| | |
|---------------|--|
| нефть с водой | |
| газ с водой | |

Характеристика пласта по данным промыслово-геофизических исследований в скважине

| | КАТЕГОРИИ СКВАЖИН | ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТА | | |
|---|----------------------|---|--|---|
| | | НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННАЯ | ВОДОНАСЫЩЕННАЯ | НЕКОЛЛЕКТОР |
| 1 | Эксплуатационные |  |  |  |
| 2 | Разведочные |  |  |  |
| 3 | Поисковые |  |  |  |
| 4 | Структурные |  |  |  |
| 5 | Параметрические |  |  |  |
| 6 | Опорные |  |  |  |

ИЗОБРАЖЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ НА КАРТАХ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

| | НАЗВАНИЯ УСЛОВНЫХ ЗНАКОВ | ИЗОБРАЖЕНИЕ |
|-----|--|-------------|
| 1. | Изолинии (изогипсы, изобары и др.): сплошной линией – достоверное положение, пунктиром – предполагаемое, число – значение признака. | |
| 2. | а) Линии положения геологических/сейсмических разрезов б) Схема расположения разрезов/профилей | а) б) |
| 3. | Линии сейсмических профилей: а) региональные б) площадные (в случае нескольких съемок необходимо выделение цветом) | а) б) |
| 4. | Контур куба 3Д сейсморазведки (в случае нескольких съемок необходимо выделение цветом) | |
| 5. | Границы лицензионного участка, внутри и за пределами границ участка указывается недропользователь и номер лицензии, в т.ч. нераспределённый фонд | |
| 6. | Внешний контур нефтеносности (возможно выделение цветом: R-0; G-50; B-200) | |
| 7. | Внутренний контур нефтеносности (возможно выделение цветом: R-0; G-50; B-200) | |
| 8. | Внешний контур газоносности (возможно выделение цветом: R-200; G-40; B-30) | |
| 9. | Внутренний контур газоносности (возможно выделение цветом: R-200; G-40; B-30) | |
| 10. | Контур нефтеносности предыдущего подсчета запасов (выделяется черным цветом) | |
| 11. | Контур газоносности предыдущего подсчета запасов (выделяются черным цветом) | |
| 12. | Размытая часть структуры (заштрихована) | |

| | | |
|-----|--|--|
| 13. | Контур поверхности выступа фундамента. (поле заполняется соответствующим литологическим знаком) |  |
| 14. | Линии: а) выклинивания б) замещения) продуктивного пласта горизонта <i>Берг-штрих</i> направлен в сторону замещения. | а)  б)  |
| 15. | Водоохранная зона (возможно выделение цветом: R-50; G-200; B-255) |  |
| 16. | Название структур | Ивановский купол |
| 17. | Обозначение/название тектонического блока/разлома | I / (1) |
| 18. | Обозначение пластопересечений |  |

**ЭЛЕМЕНТЫ ПРОФИЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ/КОРРЕЛЯЦИОННЫХ РАЗРЕЗОВ, А ТАКЖЕ СХЕМ
ОБОСНОВАНИЯ ВНК, ГНК, ГVK**

| | | | | | | | | | | | | |
|-------|---|---|------|-------|--|--|--|--|------|-------|------|------|
| 1 | Скважина, лежащая в плоскости профиля | <div>Скв. 1 Удл. = 1,5 м Алт. = 60 м</div> <div></div> | | | | | | | | | | |
| 2 | Интервал перфорации (вскрытия) пласта а) в колонне б) КИИ (заливается цветом в зависимости от состава притока) | <div><div><div>а)</div><div><div>-1587,0 (1697,3)</div><div><div>QГ=20 тыс.м³/сут QН=15м³/сут QВ=2м³/сут</div></div><div>-1592,0 (1702,3)</div></div><div><div>б)</div><div><div>-1633 (1845)</div><div></div><div>-1643 (1855)</div></div></div></div></div> | | | | | | | | | | |
| 4 | Границы залегания пород(горизонтов): а) согласного (установленные) б) согласного (предполагаемые) в) несогласного | <div><div>а) </div><div>б) </div><div>в) </div></div> | | | | | | | | | | |
| 5 | Границы фациальных замещений | | | | | | | | | | | |
| 6 | Флюидальные контакты и их отметки | <div> - ГНК -1525М</div> | | | | | | | | | | |
| 7 | Тектонические нарушения (возможно выделение цветом: R-255; G-0; B-0) а) установленные б) предполагаемые | <div><div>а) </div><div>б) </div></div> | | | | | | | | | | |
| 8 | Насыщение/состав притока: а) нефть; б) газ в) конденсат; г) вода; | <div><div><div>а) </div><div>б) </div></div><div><div>в) </div><div>г) </div></div></div> | | | | | | | | | | |
| 9 | а) Шкала глубин/абс.отм. (допускается глубины и абс. отм. приводить в отдельных колонках) б) колонка индекса пластов | <div><div>а) <table><tr><td>2310</td></tr><tr><td>-2160</td></tr><tr><td> </td></tr><tr><td> </td></tr><tr><td> </td></tr><tr><td> </td></tr><tr><td>2320</td></tr><tr><td>-2170</td></tr></table></div><div>б) <table><tr><td>ПК18</td></tr><tr><td>ПК19</td></tr></table></div></div> | 2310 | -2160 | | | | | 2320 | -2170 | ПК18 | ПК19 |
| 2310 | | | | | | | | | | | | |
| -2160 | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| 2320 | | | | | | | | | | | | |
| -2170 | | | | | | | | | | | | |
| ПК18 | | | | | | | | | | | | |
| ПК19 | | | | | | | | | | | | |
| 10 | Ориентировка разреза | С - Ю; 3 - В | | | | | | | | | | |
| 11 | Сейсмические отражающие горизонты | <div>G (ПК1)</div> | | | | | | | | | | |

**ЦВЕТОГРАФИЧЕСКАЯ РАСКРАСКА КАТЕГОРИЙ ЗАПАСОВ ПРИ ОФОРМЛЕНИИ
ПОДСЧЕТНЫХ ПЛАНОВ**



Прирост запасов категории А (R-255; G-0; B-0)



Списание запасов категории А (R-255; G-0; B-0)



Прирост запасов категории В (R-80; G-220; B-255)



Списание запасов категории В (R-80; G-220; B-255)



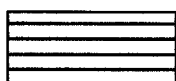
Прирост запасов категории C₁ (R-100; G-255; B-100)



Списание запасов категории C₁ (R-100; G-255; B-100)



Прирост запасов категории C₂ (R-255; G-255; B-0)



Списание запасов категории C₂ (R-255; G-255; B-0)



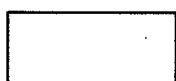
Категория А – красный (R-255; G-0; B-0)



Категория В – голубой (R-80; G-220; B-255)



Категория C₁ – зеленый (R-100; G-255; B-100)





Категория C₂ – желтый (R-255; G-255; B-9)

ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ


СХЕМА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ / СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, СТРУКТУРНОГО БУРЕНИЯ ИЛИ ИНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Масштаб представления выбирается с учетом размера месторождения (1:10000 – 1:100000).

| | ВИД ИНФОРМАЦИИ | ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМОЙ ИНФОРМАЦИИ |
|----|---|--|
| 1. | Информация по скважинам | Показываются скважины поисковые, разведочные, параметрические, оценочные с указанием глубины забоя (отн. отм.) |
| 2. | Региональные сейсмические профили | Указывается номер профиля, год, номер сейсмопартии Толщину линии регионального профиля показывают более жирной, чем толщина площадных профилей 2Д |
| 3. | 2Д сейсмические профили | Показываются разными цветами линий с подписями съемок и партий. |
| 4. | Границы 3Д сейсмического куба | Показываются разными цветами. Подписи съемок и партий приводятся в условных обозначениях. |
| 5. | Обозначение границы лицензионного участка |  |
| 6. | Штамп/масштаб/масштабная линейка | Масштаб 1:25000  |
| 7. | Условные обозначения (легенда) | Приводятся либо на графическом приложении, либо на отдельном листе (для всех приложений) |

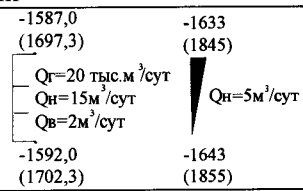
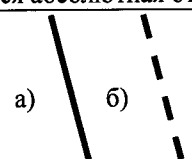
СВОДНЫЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Масштаб представления выбирается от 1:500 до 1:2000 в зависимости от толщины вскрытых отложений.

| | ВИД ИНФОРМАЦИИ | ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМОЙ ИНФОРМАЦИИ |
|----|---|--|
| 1. | Стратиграфическая шкала | Располагается слева от разреза |
| 2. | Литологическая колонка, нефтегазоносность | Отобразить условными обозначениями палеонтологические данные |
| 3. | Шкала глубины | Приводится в относительных глубинах |
| 4. | Сейсмические (отражающие) горизонты | Указывается название горизонта |
| 5. | Электрокаротажная характеристика | Для терригенных коллекторов методы: ПС, ИК, БК (при необходимости: ДС, ГК, НГК) Для карбонатных коллекторов методы: ГК, НГК (при необходимости: ПС, ИК, БК, ДС, АК) |
| 6. | Толщина стратиграфической единицы | Интервал изменения в метрах в пределах месторождения |
| 7. | Литологическое описание пород | Включает палеонтологическое описание, указание региональных покрышек |
| 8. | Штамп/масштаб/масштабная линейка | Масштаб 1:25000  |
| 9. | Условные обозначения (легенда) | Приводятся либо на графическом приложении, либо на отдельном листе (для всех приложений) |

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРЕЗЫ

Масштаб представления: горизонтальный соответствует масштабу подсчетного плана, вертикальный – от 1:500 до 1:2000 в зависимости от толщины продуктивных отложений.

| | ВИД ИНФОРМАЦИИ | ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМОЙ ИНФОРМАЦИИ |
|-----|--|--|
| 1. | Информация по скважинам | Отображается траектория скважин, отбивки с индексом стратиграфических границ (можно показать в колонке индекса пластов), забой |
| 2. | Литология/насыщение | Показывается в каждой скважине и между скважинами |
| 3. | Перфорация /испытания в открытом стволе |  |
| 4. | Флюидальные контакты | Указывается абсолютная отметка контактов |
| 5. | Тектонические нарушения (возможно выделение цветом: R-255; G-0; B-0) а) установленные б) предполагаемые |  |
| 6. | Ориентировка разреза | С - Ю; 3 - В |
| 7. | Стратиграфическая шкала | Располагается слева от разреза |
| 8. | Шкала глубин | Глубины приводятся в абсолютных отметках |
| 9. | Колонка индекса пластов | Возможна заливка цветом коррелируемых пластов |
| 10. | Схема расположения разрезов | Показывается на подсчётном плане |
| 11. | Условные обозначения (легенда) | Приводятся либо на графическом приложении, либо на отдельном листе (для всех приложений) |

СХЕМЫ КОРРЕЛЯЦИИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ



Масштаб представления: горизонтальный отсутствует, рекомендуемый вертикальный: 1:200, 1:500, при значительной толщине продуктивного разреза (свыше 400м) - 1:1000, 1:2000.

| | ВИД ИНФОРМАЦИИ | ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМОЙ ИНФОРМАЦИИ |
|-----|---|--|
| 1. | Информация по скважинам | <p>Проводится выравнивание на репер с его указанием или выбирается линия сопоставления по уверенно выделяемой в разрезе границе.</p> <p>В каждой скважине выносятся каротажные диаграммы, по которым проводилась корреляция в терригенных коллекторах методы: ПС, ИК, ГК, БК, НК, ДС</p> <p>в карбонатных коллекторах методы: ГК, БК, АК, ДС, НК (если есть ГК), при необходимости ПС, ИК (при отсутствии какого-либо метода возможна его замена)</p> <p>На схеме корреляции должно быть приведено сопоставление нескольких пластов, желательно с привязкой к ближайшему реперу.</p> <p>Шкала значений методов ГИС приводится для каждой скважины</p> <p>При необходимости указывается альтитуда</p> |
| 2. | Насыщение | Показывается или в каждой скважине, или между скважинами |
| 3. | Перфорация /испытания в открытом стволе | Показывается во всех скважинах, в которых проводился данный вид исследований |
| 4. | Границы пластов | Выносятся отбивки по кровле /подошве коллектора пласта |
| 5. | Тектонические нарушения | Показываются в случае, если они влияют на корреляцию скважин |
| 6. | Шкала глубин | <p>Отображается в каждой скважине</p> <p>Глубины показываются в абсолютных и относительных отметках</p> |
| 7. | Колонка индекса пластов | Возможна заливка цветом коррелируемых пластов |
| 8. | Стратиграфическая шкала | Располагается на листе слева |
| 9. | Расположение схем корреляций | Показывается на подсчетном плане |
| 10. | Условные обозначения (легенда) | Приводятся либо на графическом приложении, либо на отдельном листе (для всех приложений) |

Примечание: На рассмотрение экспертной комиссии рекомендуется представление схемы корреляции (хотя бы одно приложение) по всему стволу скважины

СХЕМА ОБОСНОВАНИЯ ФЛЮИДАЛЬНЫХ КОНТАКТОВ (СХЕМА ОПРОБОВАНИЯ)

Масштаб представления: горизонтальный отсутствует, рекомендуемый вертикальный: 1:200, 1:500, 1:1000.

| | ВИД ИНФОРМАЦИИ | ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМОЙ ИНФОРМАЦИИ |
|-----|---|--|
| 1. | Информация по скважинам | Отображаются скважины, по насыщенным интервалам которых происходит обоснование флюидального контакта. В каждой скважине подписывается её удлинение на пласт и альтитуда |
| 2. | Колонка насыщения |  |
| 3. | Перфорация /испытания в открытом стволе | Для всех интервалов опробований указываются глубины (абс./отн.); результаты опробования/испытания; диаметр штуцера. |
| 4. | Границы пластов | Выносятся отбивки по кровле /подошве коллектора пласта |
| 5. | Флюидальные контакты | Указывается абсолютная отметка контактов. Заливкой отображается газо-, нефте-, водяные зоны до границы соответствующих контактов. |
| 6. | Разломы, тектонические нарушения | Показываются в случае их экранирующего действия Тектонические блоки подписать на схеме |
| 7. | Шкала глубин | Глубины показываются в абсолютных отметках |
| 8. | Колонка индекса пластов | Отображается слева и справа разреза |
| 9. | Стратиграфическая шкала | Отображается в левой стороне листа |
| 10. | Штамп/масштаб/масштабная линейка | Масштаб 1:500 15 10 5 0 5 10 15  |
| 11. | Условные обозначения (легенда) | Приводятся либо на графическом приложении, либо на отдельном листе (для всех приложений) |

ПОДСЧЕТНЫЙ ПЛАН И КАРТА ЭФФЕКТНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН

Масштаб представления выбирается с учетом размера месторождения (1:10000 – 1:100000)



| | ВИД ИНФОРМАЦИИ | ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМОЙ ИНФОРМАЦИИ |
|-----|--|---|
| 1. | Информация по скважинам | Отображаются все скважины, вскрывшие кровлю коллектора продуктивного пласта (с точным указанием положения устьев и пластопересечений) Показываются №№ скважин, абс. отм. кровли коллектора продуктивного пласта; значение эфф. толщины пласта; значение эфф. толщины газовой части пласта, эфф. толщины нефтенасыщенной части пласта Специальным обозначением выделяются скважины, впервые используемые при ПЗ. |
| 2. | Изолинии кровли коллектора | Сечение изолиний выбирается в зависимости от масштаба и диапазона изменения значений (кратное 5) |
| 3. | Внутренние, внешние флюидалльные контакты | По внешнему контуру подписывается абсолютная отметка контакта В случае горизонтально-неровного/наклонного контакта (более ± 5 м) необходимо указывать диапазон изменения или значение контакта по мере его изменения На подсчетный план наносится внутренний контур нефте(газо)носности, построенный по карте подошвы коллектора |
| 4. | Линии замещения (выклинивания) коллектора | Берг-штрих направлен в сторону отсутствия коллектора В случае наличия обширных зон замещения (выклинивания) коллектора рекомендуется в их пределах нанесение пунктирной линией изогипс стратиграфической кровли пласта |
| 5. | Разломы, тектонические нарушения | В случае наклонного разлома пунктиром показывается пересечение разлома с подошвой коллектора пласта |
| 6. | Ранее утвержденное положение категорий запасов УВ | Отображаются границы категорий запасов ранее утвержденного ПЗ (ОПЗ) Цвет линии соответствует утвержденной категории |
| 7. | Новое положение категорий запасов | В области заливки категории необходимо показать её название |
| 8. | Обозначение границы лицензионного участка |  |
| 9. | Изопахиты насыщенных толщин | Сечение изопакит выбирается в зависимости от диапазона изменения значений В случае наличия зоны замещения/выклинивания пласта изопакиты в её пределах не наносятся |
| 10. | Водоохранные / природоохранные зоны | Возможно представление отдельной карты при большой загруженности подсчетного плана |
| 11. | Таблица результатов опробования | См. Табл. 1 |
| 12. | Сводная и сравнительная таблицы подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа | См. Табл. 2 |
| 13. | Штамп/масштаб/масштабная линейка | Масштаб 1:25000 250 0 250 500 750 1000 м  |
| 14. | Условные обозначения (легенда) | Приводятся либо на графическом приложении, либо на отдельном листе (для всех приложений) |

табл.1

Результаты испытания скважин

| Номер скважины alt. м | Дата проведения работ | Интервал продуктивной части пласта глубина, м абс. отм. м | | Интервал испытания пласта глубина, м абс. отм. м | | Способ испытания | Дебит | | | Состояние скважины | Примечание |
|--------------------------|-----------------------|---|---------|--|---------|------------------|--------------|-----------------|-------------|--------------------|------------|
| | | кровля | подошва | кровля | подошва | | нефть, т/сут | газ, тыс.м³/сут | вода м³/сут | | |
| | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | |

табл.2

Сопоставление подсчётных параметров начальных запасов нефти и растворённого газа Ивановского месторождения, принятых в настоящем подсчёте и учтённых в государственном балансе

| даты | Плат | Запасы | Категория запасов | Зона | Площадь, тыс.м² | Средняя нефтенасыщенная толщина, м | Объём нефтенасыщенных пород, тыс.м³ | Коэффициенты | | | Проницаемость, мД | Вязкость, мПа*с | Плотность, т/м³ | Начальные геологические запасы, тыс. т | КИН | Начальные извлекаемые запасы, тыс. т | Газосодержание, см³/лм | Начальные запасы растворённого газа, млн.м³ | |
|----------|------|--------|-------------------|------|--------------------|------------------------------------|-------------------------------------|--------------|-------------------|-------------|-------------------|-----------------|-----------------|--|-----|--------------------------------------|------------------------|---|-------------|
| | | | | | | | | пористости | нефтенасыщенности | пересчётный | | | | | | | | геологические | извлекаемые |
| 01.01.10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 01.01.11 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 01.01.10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 01.01.11 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 01.01.10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 01.01.11 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Пример оформления подсчётного плана

План всего
месторождения
с выделением
участка
рассмотрения

[illegible][illegible][illegible]

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 | 51 | 52 | 53 | 54 | 55 | 56 | 57 | 58 | 59 | 60 | 61 | 62 | 63 | 64 | 65 | 66 | 67 | 68 | 69 | 70 | 71 | 72 | 73 | 74 | 75 | 76 | 77 | 78 | 79 | 80 | 81 | 82 | 83 | 84 | 85 | 86 | 87 | 88 | 89 | 90 | 91 | 92 | 93 | 94 | 95 | 96 | 97 | 98 | 99 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 | 51 | 52 | 53 | 54 | 55 | 56 | 57 | 58 | 59 | 60 | 61 | 62 | 63 | 64 | 65 | 66 | 67 | 68 | 69 | 70 | 71 | 72 | 73 | 74 | 75 | 76 | 77 | 78 | 79 | 80 | 81 | 82 | 83 | 84 | 85 | 86 | 87 | 88 | 89 | 90 | 91 | 92 | 93 | 94 | 95 | 96 | 97 | 98 | 99 | 100 | |

[illegible]

Стандартный штамп

ПРИМЕР ОФОРМЛЕНИЯ ШТАМПА НА ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЯХ

| | | |
|--|--|------------------------|
| «Недропользователь» Автор работы | Оперативный подсчёт запасов нефти и растворённого газа Ивановского нефтяного месторождения Саратовской области | |
| | Ответственный исполнитель | Иванов А.И. 2011 г. |
| Приложение №1 | Подсчётный план запасов нефти залежи пласта А ₃ | |
| Масштаб 1:25000 | | |
| Главный геолог Начальник геологического отдела | Подпись Подпись | |