

## КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

- I. Общие положения
- II. Категории запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа
- III. Группы запасов нефти и газа по экономическому значению
- IV. Группы месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов
- V. Группы месторождений нефти и газа по сложности геологического строения
- VI. Группы месторождений нефти и газа по степени изученности и стадии освоения
- VII. Подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения.

Настоящая Классификация устанавливает единые для Республики Узбекистан принципы подсчета и государственного учета запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти, горючих газов и газового конденсата в недрах по степени изученности и экономическому значению, условия, определяющие подготовленность разведанных месторождений для промышленного освоения, а также принципы оценки и учета прогнозных ресурсов нефти и газа.

Классификация разработана взамен «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (ГКЗ, 1984). В Классификацию внесены изменения и дополнения в соответствии с Законом Республики Узбекистан «О недрах» (Новая редакция с изменениями от 21.12.2011 г.), а также с учетом отечественной и зарубежной практики геологоразведочных работ на нефть и газ.

В Классификации применяются следующие основные понятия:

**горючие газы** – природные углеводородные соединения, включающие свободный газ, газ газовых шапок и газ, растворенный в нефти;

**газ свободный** – та часть газа, которая находится в газовой фазе над какой-либо жидкостью и в равновесии с тем же газом в растворенном состоянии;

**газ газовых шапок** – скопления свободного нефтяного газа в гипсометрически наиболее приподнятой части нефтяного пласта, газовая часть единой нефтегазовой залежи;

**газовый конденсат** – природная смесь, состоящая в основном из легких водородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления компенсации. Выделяется:

**конденсат сырой** – продукт сепарации свободного газа, состоящий при стандартных условиях из жидких углеводородов, в которых растворено определенное количество газообразных продуктов;

**конденсат стабильный** – полученный продукт из отсепарированного газа путем полной дегазации сырого конденсата. При подсчете запасов учитывается стабильный конденсат;

**месторождения нефти и газа** – пространственно ограниченный участок недр с промышленными скоплениями нефти и газа;

**залежи нефти и газа** – естественное промышленное скопление нефти и (или) газа в проницаемых коллекторах (ловушках);

**коллектор нефти и газа** – горная порода, содержащая пустоты с такими фильтрационно-ёмкостными свойствами, которые обуславливают её способность вмещать флюиды и обеспечивает их подвижность;

**ловушка** – часть природного резервуара, в которой благодаря структурному фактору, стратиграфическому или (и) тектоническому экранированию, литологическому ограничению возможно образование скоплений нефти и газа;

**запасы месторождений нефти и газа** – выявленное в недрах по данным бурения количество нефти, газа и содержащихся в них полезных компонентов достаточных для промышленной отработки;

**ресурсы (перспективные, прогнозные)** – возможное по геологическим, геофизическим и другим данным количество углеводородов в недостаточно изученных участках земной коры;

**коэффициент извлечения углеводородов** – отношение начальных извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам, выражается в долях единиц;

**расчетный срок (период) разработки** – время, прошедшее с начала ввода в эксплуатацию месторождения (залежи) до отключения последних скважин эксплуатационного фонда по обоснованным ограничивающим критериям.

## I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Запасы месторождений, перспективные ресурсы нефти, горючих газов (далее – газ), газового конденсата (далее – конденсат) подсчитываются и учитываются в государственном балансе запасов полезных ископаемых Республики Узбекистан по результатам геологоразведочных работ и разработки месторождений. Данные о запасах месторождений, перспективных ресурсах нефти, газа и конденсата используются при разработке схем развития и размещения отраслей экономики, составлении государственных планов экономического развития Республики Узбекистан, планировании геологоразведочных работ, а данные о запасах по месторождениям, подготовленным для промышленного освоения, - при проектировании предприятий по добыче, транспортировке и комплексной переработке нефти и газа.

2. Прогнозные ресурсы нефти и газа, наличие которых предполагается на основе общих геологических представлений, теоретических предпосылок, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований, оцениваются в пределах крупных регионов, областей, районов, площадей. Прогнозные ресурсы нефти и газа учитываются государственным балансом прогнозных ресурсов полезных ископаемых Республики Узбекистан и данные по ним используются при планировании поисково-оценочных работ.

3. При определении запасов месторождений подлежат обязательному отдельному подсчету и учету запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов (этана, пропана, бутана, серы, гелия, металлов), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами. Подсчет и учет запасов производится по каждой залежи отдельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

4. Перспективные ресурсы подсчитываются и учитываются, а прогнозные ресурсы оцениваются и учитываются отдельно по нефти, газу и конденсату.

5. В запасах нефти, растворенного газа, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов, имеющих промышленное значение, подсчитываются и учитываются геологические и извлекаемые их запасы.

Геологические запасы учитывают количество запасов, которые находятся в недрах в изученных бурением залежах. Извлекаемые запасы – часть геологических запасов, которая может быть извлечена из недр за весь срок разработки месторождения в рамках оптимальных проектных решений при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Коэффициенты извлечения нефти и конденсата определяются на основании повариантных технологических и технико-экономических расчетов с учетом результатов экспериментальных исследований и утверждаются ГКЗ при Кабинете Министров Республики Узбекистан, а в период поисково-оценочных и разведочных работ при оперативном подсчете запасов – Центральной комиссии по запасам полезных ископаемых (ЦКЗ) НХК «Узбекнефтегаз».

6. При подсчете перспективных ресурсов и оценки прогнозных ресурсов нефти, газа, конденсата выделяются и учитываются геологические и извлекаемые ресурсы.

К геологическим ресурсам относится их количество в невоскрываемых бурением предполагаемых ловушках, перспективных нефтегазоносных пластах, горизонтах или комплексах.

Извлекаемые ресурсы – часть геологических ресурсов, которую прогнозируется извлечь из недр. Показатели извлечения углеводородов принимаются по аналогии с разведанными месторождениями данной структурно-фациальной зоны.

7. Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти, конденсата, а также этана, пропана, бутана, серы и металлов подсчитываются и учитываются, а прогнозные ресурсы нефти, конденсата оцениваются и учитываются в единицах массы.

8. Запасы месторождений и перспективные ресурсы газа и гелия подсчитываются и учитываются, а прогнозные ресурсы газа оцениваются и учитываются в единицах объема.

9. Подсчет запасов, перспективных ресурсов и оценка прогнозных ресурсов нефти, газа, конденсата производятся при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа при 20<sup>0</sup> С).

10. Оценка качества нефти, газа и конденсата производится в соответствии с требованиями государственных, отраслевых стандартов и технических условий с учетом технологии добычи и переработки, обеспечивающей их комплексное использование.

11. При получении из скважин на месторождениях нефти и газа притоков подземных вод должны быть определены химический состав подземных вод, содержание в них йода, брома, бора и других полезных компонентов, температура, дебиты воды и другие показатели для обоснования целесообразности проведения специальных геологоразведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных нужд.

12. Применение настоящей Классификации к запасам месторождений и перспективным ресурсам нефти и газа определяется инструкцией Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Кабинете Министров Республики Узбекистан. Методические принципы количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа, а также порядок их учета утверждаются Национальной холдинговой компанией (НХК) «Узбекнефтегаз» по согласованию с Государственным комитетом по геологии и минеральным ресурсом Республики Узбекистан.

## **II. КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА**

13. Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные - категории А, В, С<sub>1</sub> и предварительно оцененные - категория С<sub>2</sub>.

14. Ресурсы нефти и газа по степени их обоснованности подразделяются на перспективные - категория С<sub>3</sub> и прогнозные - категории D<sub>1</sub> и D<sub>2</sub>.

15. Категория А - запасы разрабатываемой залежи (ее части), изученной с детальностью, обеспечивающей полное определение типа, формы и размеров залежи, эффективной нефте- и газонасыщенной толщины, типа коллектора, характера изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенности продуктивных пластов, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки (режим работы, продуктивность скважин, пластовые давления, дебиты нефти, газа и конденсата, гидропроводность, пьезопроводность и другие).

Запасы категории А подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти или газа.

16. Категория В - запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках. Тип, форма и размеры залежи, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина, тип коллектора, характер изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях и другие параметры, а также основные особенности залежи, определяющие условия ее разработки, изучены в степени, достаточной для составления проекта разработки залежи.

Запасы категории В подсчитываются на разрабатываемых месторождениях нефти и газа по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с проектной технологической схемой разработки месторождения.

17. Категория С<sub>1</sub> - запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти или газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах. Тип, форма и размеры залежи, условия залегания вмещающих нефть и газ пластов-коллекторов установлены по результатам бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, а также проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований. Литологический состав, тип коллектора, коллекторские свойства, нефте- и газонасыщенность, коэффициент вытеснения нефти, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина продуктивных пластов изучены по керну и материалам геофизических исследований скважин. Состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях изучены по данным опробования скважин. По газонефтяным залежам установлена промышленная ценность нефтяной оторочки.

Продуктивность скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовые давления, температура, дебиты нефти, газа и конденсата изучены по результатам испытания и исследования скважин. Гидрогеологические условия установлены по результатам бурения скважин и по аналогии с близрасположенными разведанными месторождениями.

Запасы категории  $C_1$  подсчитываются на разрабатываемых и новых разведываемых месторождениях нефти и газа по результатам геологоразведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения (залежи).

18. Категория  $C_2$  – предварительно оцененные запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований:

а) в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий;

б) в промежуточных и вышезалегающих неопробованных пластах разведанных месторождений.

Форма и размеры залежи, условия залегания, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований с учетом данных по более изученной части залежи или по аналогии со сходными разведанными месторождениями в данном районе.

Запасы категории  $C_2$  используются для определения общих перспектив месторождения, планирования геологоразведочных работ или геолого-промысловых исследований при переводе скважин на вышезалегающие пласты и частично для проектирования разработки залежей.

19. Категория  $C_3$  - перспективные ресурсы нефти и газа подготовленных для глубокого бурения площадей, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района.

Форма, размер и условия залегания залежи определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти или газа принимаются по аналогии с соседними разведанными месторождениями.

Перспективные ресурсы нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ и прироста запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$ .

20. Категория  $D_1$  - прогнозные ресурсы нефти и газа литолого- стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью.

Количественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа категории  $D_1$  производится по результатам региональных геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах оцениваемого региона.

21. Категория  $D_2$  - прогнозные ресурсы нефти и газа литолого- стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических и геохимических исследований. Количественная оценка прогнозных ресурсов этой категории производится по предположительным параметрам на основе общих геологических

представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где имеются разведанные месторождения нефти и газа.

22. По выявленным структурам с перспективными ловушками оцениваются локализованные прогнозные ресурсы  $D_{1л}$ .

23. Запасы имеющих промышленное значение компонентов, содержащихся в нефти, газе и конденсате, подсчитываются в контурах подсчета запасов нефти и газа по тем же категориям.

### **III. ГРУППЫ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА ПО ЭКОНОМИЧЕСКОМУ ЗНАЧЕНИЮ**

24. Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов по экономическому значению подразделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету:

балансовые – запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно;

забалансовые – запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые. В забалансовых запасах подсчитываются и учитываются только геологические запасы.

25. Запасы месторождений нефти и газа, расположенные в пределах охранных зон крупных водоемов и водотоков, населенных пунктов, сооружений, сельскохозяйственных объектов, заповедников, памятников природы, истории и культуры, относятся к балансовым или забалансовым на основании технико-экономических расчетов, в которых учитываются затраты на перенос объектов или затраты, связанные с применением специальных способов разработки месторождений.

### **IV. ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ПО ВЕЛИЧИНЕ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ**

26. Месторождения нефти и газа по величине извлекаемых запасов подразделяются на:

уникальные – более 300 млн. т нефти или 300 млрд. м<sup>3</sup> газа;

крупные – от 30 до 300 млн. т нефти или от 30 до 300 млрд. м<sup>3</sup> газа;

средние - от 5 до 30 млн. т нефти или от 5 до 30 млрд. м<sup>3</sup> газа;

мелкие - менее 5 млн. т нефти или менее 5 млрд. м<sup>3</sup> газа.

### **V. ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ПО СЛОЖНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ**

27. По сложности геологического строения выделяются месторождения (залежи):

простого строения, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами; продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

сложного строения, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами либо тектонических нарушений;

очень сложного строения, характеризующиеся варьирующими по площади водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК) контактов, наличием как литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

28. Размер и сложность геологического строения месторождения определяют методику разведочных работ, их объемы и экономические показатели разведки и разработки.

Подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения определяется степенью их изученности, независимо от размера и сложности геологического строения.

## **VI. ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГАЗА ПО СТЕПЕНИ ИЗУЧЕННОСТИ И СТАДИИ ОСВОЕНИЯ**

29. Месторождения (залежи) нефти и газа по степени изученности и стадии освоения подразделяются на:

- разрабатываемые;
- разведанные;
- предварительно оцененные.

30. К разрабатываемым относятся месторождения (залежи) нефти и газа, полностью или частично разбуренные эксплуатационной сетью скважин в соответствии с технологической схемой или проектом промышленной разработки. Детальность изучения залежей обеспечивает полное определение количественных и качественных характеристик, а также продуктивности выявленных пластов и позволяет квалифицировать основную часть запасов месторождения по категориям А и В.

31. К разведанным относятся месторождения (залежи), добывные возможности которых, запасы, качество нефти, газа, газового конденсата и содержащихся в них компонентов, гидрогеологические, экологические и другие условия разработки изучены в процессе разведочных работ с полнотой, достаточной для достоверного технико-экономического обоснования решения о порядке и условиях их вовлечения в промышленное освоение, а также о проектировании на их базе добывающего предприятия.

Разведанные месторождения (залежи) по степени изученности должны удовлетворять следующим требованиям:

1) установлены площадь, структура (модель ловушки), строение месторождения и закономерности изменения количественных и качественных характеристик продуктивных пластов (залежей) в его разрезе и плане;

2) количество и положение нефтяных и газовых залежей в структуре месторождения, высотное положение контактов (ГНК, ВНК, ГВК) надежно установлены опробованием и геофизическими методами, достоверность которых доказана для условий рассматриваемого месторождения;

3) подсчетные параметры определены с применением современных методик по данным адекватного для района комплекса геофизических исследований скважин, обеспеченного надежной петрофизической основой;

4) состав и технологические свойства нефти, газа, конденсата и содержащиеся в них

---

\*Для очень крупных и уникальных по величине запасов месторождений рациональное соотношение запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> в целом по месторождению определяется недропользователем, за исключением участков первоочередного промышленного освоения, изученность которых должна отвечать требованиям п. 33.

компоненты, имеющие промышленное значение, изучены в соответствии с требованиями государственных, отраслевых стандартов и технических условий с детальностью, обеспечивающей получение исходных данных для проектирования их добычи и переработки;

5) гидрогеологические и другие природные условия обеспечивают получение количественных данных для обустройства промысла;

6) основные параметры залежей - продуктивность скважин, пластовое давление, дебиты нефти, газа и конденсата, гидропроводность и пьезопроводность — изучены с детальностью, обеспечивающей составление технологической схемы разработки месторождения;

7) достоверность данных о добывных возможностях (промысловых характеристиках) залежей подтверждена данными пробной (опытной) эксплуатации;

8) параметры для подсчета запасов (минимальная эффективная толщина пластов, минимальные пористость и проницаемость коллекторов, коэффициенты извлечения нефти, конденсата и др.) установлены на основании повариантных технико-экономических расчетов, позволяющих определить масштабы и промышленную значимость месторождения с необходимой степенью достоверности;

9) детальность изучения геологического строения месторождения (залежи) обеспечивает возможность квалификации не менее 80 % его запасов по категории С<sub>1</sub>\*;

10) в районе разведанного месторождения оценены сырьевая база строительных материалов и возможные источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, обеспечивающие удовлетворение потребностей будущих предприятий по добыче нефти и газа;

11) изучено возможное влияние разработки месторождения на окружающую среду и даны рекомендации по предотвращению или снижению прогнозируемого уровня отрицательных экологических последствий; имеются сведения о наличии по данным бурения поисковых и разведочных скважин поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы при проведении проектно-изыскательских работ для изучения возможностей сброса попутно добываемых и других сточных вод.

32. К предварительно оцененным относятся месторождения (залежи), запасы и добывные возможности которых, качество нефти и газа, гидрогеологические, экономические, экологические и другие условия разработки изучены в степени, позволяющей обосновать целесообразность дальнейшей их разведки с использованием аналогий с другими разрабатываемыми или разведанными объектами в данном районе или более изученными залежами данного месторождения.

Запасы таких месторождений (залежей) по степени изученности квалифицируются главным образом по категории С<sub>2</sub> и служат основанием для проектирования на их базе при положительной геолого-экономической оценке дальнейших разведочных работ.

## **VII. ПОДГОТОВЛЕННОСТЬ РАЗВЕДАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГАЗА ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ.**

33. Разведанные месторождения (залежи) нефти и газа считаются подготовленными для промышленного освоения при соблюдении следующих условий:

1) степень изученности месторождения (залежи) должна удовлетворять требованиям, изложенным в п.31 настоящей Инструкции;

2) геологические и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, утверждены ГКЗ при Кабинете Министров Республики Узбекистан и объект признан подготовленным для промышленного освоения;

3) возможность промышленного освоения разведанных месторождений (залежей) или



частей месторождений (залежей) нефти и газа при наличии запасов категории  $C_2$  более 20 процентов устанавливается ГКЗ при утверждении запасов на основе экспертизы материалов подсчета.

34. В целях ускорения промышленного освоения месторождений нефти и газа НХК «Узбекнефтегаз» и другим организациям, осуществляющим разработку месторождений, разрешается осуществлять проектные и изыскательские работы по строительству промысловых объектов и промышленных сооружений, а также составлять технологические схемы разработки месторождений нефти и газа на базе их запасов, принятых ЦКЗ НХК «Узбекнефтегаз».

35. На месторождениях, введенных в разработку, должен производиться перевод запасов категории  $C_1$  и  $C_2$  в категории А и В по данным бурения и исследования эксплуатационных скважин, а в необходимых случаях – по данным доразведки.

36. В тех случаях, когда в результате доразведки, проведенной на разрабатываемом месторождении, балансовые геологические и извлекаемые запасы категорий А+В+ $C_1$  увеличатся по сравнению с ранее утвержденными в ГКЗ более чем на 20%, а также когда общее количество списанных и намечаемых к списанию в процессе разработки и при доразведке месторождения (как не подтвердившихся или не подлежащих отработке по технико-экономическим причинам) балансовых геологических и извлекаемых запасов категорий А+В+  $C_1$  превышает нормативы, установленные действующим положением о порядке списания запасов полезных ископаемых с баланса пользователя недр (т.е. более 20 %), должны быть произведены пересчет запасов и переутверждение их в ГКЗ при Кабинете Министров Республики Узбекистан.

## **ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ**

- I. Общие положения
  - II. Подразделения месторождений (залежей) нефти и газа для целей разведки по величине запасов и сложности геологического строения
  - III. Требования к изученности месторождений
  - IV. Требования к подсчету запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти, газа и содержащихся в них компонентов
  - V. Подготовленность разведанных месторождений к промышленному освоению
- Приложения

Настоящая Инструкция устанавливает единые для Республики Узбекистан требования к изученности и подсчету запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти и газа, условия подготовленности месторождений к промышленному освоению.

Инструкция разработана взамен «Инструкции по применению классификации запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти и газа (ГКЗ, 1984). В Инструкцию внесены изменения и дополнения в соответствии с принятой для Республики Узбекистан «Классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (ГКЗ, 2015), а также с учетом отечественной и зарубежной практики геологоразведочных работ на нефть и газ.

### **I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1. Нефть – природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп, которые в пластовых и стандартных (0,1 МПа при 20°С) условиях находятся в жидкой фазе. Неуглеводородные соединения в нефти присутствуют в виде сернистых, азотистых, кислородных, металлоорганических комплексов, смол и асфальтенов. Постоянным компонентом в нефти является сера, которая содержится как в виде различных соединений, так и в свободном виде. В большинстве нефтей в пластовых условиях содержится в том или ином количестве растворенный газ.

По различиям состава и физических свойств нефти подразделяются на ряд типов. Их типизация проводится по групповому углеводородному составу, фракционному составу, содержанию серы и других неуглеводородных компонентов, асфальтенов и смол.

Групповой углеводородный состав отражает содержание (в процентах по массе) трех основных групп углеводородов – метановых, нафтеновых и ароматических. Существенное значение имеет наличие растворенных в нефти твердых углеводородов – парафинов. По количеству парафинов нефти подразделяются на малопарафиновые (не выше 1,5 %), парафиновые (1,51-6 %) и высокопарафиновые (выше 6 %).

Фракционный состав отражает относительное содержание (в процентах по массе) фракций нефтей, вскипающих при разгонке до 350°С, и масляных фракций (дистиллятов) с

температурой кипения выше 350°C.

По содержанию серы нефти подразделяются на малосернистые (до 0,5 %), сернистые (0,51-2 %) и высокосернистые (выше 2 %). При содержании более 0,5 % сера в нефтях имеет промышленное значение.

По количеству смол нефти подразделяются на малосмолистые (менее 5 %), смолистые (5-15 %) и высокосмолистые (выше 15 %). Концентрация редких металлов (ванадия, титана, никеля и др.) в некоторых высокосмолистых нефтях может достигать промышленных значений.

По плотности нефти подразделяются на особо легкие (до 0,830 г/см<sup>3</sup>), легкие (0,831-0,850 г/см<sup>3</sup>), средние (0,851-0,870 г/см<sup>3</sup>), тяжелые (0,871-0,895 г/см<sup>3</sup>), битуминозные (более 0,895 г/см<sup>3</sup>).

Свойства нефтей в стандартных условиях существенно отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие влияния растворенного газа и повышенных температуры и давления в недрах, поэтому для целей подсчета запасов, рациональной разработки месторождений, первичной подготовки, транспортировки и переработки нефтей эти свойства определяются отдельно. В стандартных условиях основными параметрами нефтей являются плотность, молекулярная масса, вязкость, температуры застывания и кипения; в пластовых условиях – давление насыщения растворенным газом, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость.

2. Горючие газы (далее - газ) состоят из углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе либо в растворенном в нефти или воде виде, а в стандартных условиях – только в газообразной фазе. Основными компонентами газа в стандартных условиях являются метан и его гомологи - этан, пропан, бутаны. Газ часто содержит сероводород, гелий, углекислый газ, азот и инертные газы, иногда ртуть. Этан, пропан и бутаны являются сырьем для производства сжиженного газа и продукции нефтехимической промышленности.

Содержание этана в газе 3 % и более, гелия в газе свободном и растворенном в нефти при его концентрациях, соответственно, 0,050 и 0,035 % и сероводорода более 0,5 % (по объему) представляют промышленный интерес. При высоких содержаниях углекислого газа и азота возможно их промышленное извлечение и соответственно, необходим учет запасов.

Основными свойствами газа являются молекулярная масса, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху, критическая температура и давление, коэффициент сжимаемости, объемный коэффициент, вязкость, способность к гидратообразованию, теплота сгорания.

3. Конденсат состоит в основном из легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации. Основными параметрами газа, в состав которого входит конденсат, являются потенциальное содержание углеводородов C<sub>5+</sub>высшие, плотность конденсата в стандартных условиях и давление начала конденсации.

4. Полезные ископаемые, содержащиеся в залежах углеводородов, подразделяются на основные, попутные полезные ископаемые и попутные полезные компоненты.

Основные полезные ископаемые – нефть и свободный газ, газ газовых шапок.

Попутные полезные ископаемые – ископаемые, содержащиеся в одних пластах с нефтью и газом, извлечение которых технически возможно и экономически эффективно. Попутные полезные ископаемые делятся на две группы:

К первой группе относятся попутные полезные ископаемые, заключенные в полезном ископаемом и выделяемые при его добыче (сепарации) в самостоятельные продукты. В

нефтяных залежах это растворённый (попутный) газ, а в газоконденсатных – конденсат.

Ко второй группе - попутные полезные ископаемые в виде подземных вод продуктивных пластов и горизонтов, содержащих попутные полезные компоненты с повышенными концентрациями, а также подземных вод, пригодных для бальнеологических, теплоэнергетических и иных целей.

Попутные полезные компоненты – компоненты, выделяемые из нефти, конденсата, горючих газов, подземных пластовых вод (далее – пластовых вод) в результате промысловой подготовки и (или) переработки. Концентрация попутных полезных компонентов может достигать промышленных значений. Рекомендуемые минимальные промышленные значения попутных полезных компонентов приведены в приложении.

5. Нефть и газ аккумулируются в коллекторах порового, кавернового, трещинного и смешанного типов, образуя природные скопления - залежи. Под залежью понимается любое естественное скопление нефти или газа в ловушке, образованной породой-коллектором под покрывкой из слабопроницаемых пород. Залежь может быть приурочена к одному или нескольким пластам-коллекторам с единой гидродинамической системой.

6. Месторождением является совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к единой тектонической структуре и расположенных в пределах одной площади. Месторождение может быть односторонним и многосторонним.

7. В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и газа подразделяются на:

нефтяные, содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;

газонефтяные и нефтегазовые (двухфазные): в газонефтяных основная часть залежи нефтяная, а газовая (газовая шапка) занимает меньший объем; в нефтегазовых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть системы; к нефтегазовым относятся также газовые залежи с нефтяной оторочкой;

газовые, содержащие только газ;

газоконденсатные, в газе которых содержится конденсат;

нефтегазоконденсатные, содержащие нефть, газ и конденсат.

8. По содержанию конденсата выделяются следующие группы газоконденсатных месторождений:

низкоконденсатные – с содержанием конденсата менее 25 г/м<sup>3</sup>;

среднеконденсатные – с содержанием конденсата от 25 до 100 г/м<sup>3</sup>;

высококонденсатные – с содержанием конденсата от 100 до 500 г/м<sup>3</sup>;

уникальноконденсатные – с содержанием конденсата более 500 г/м<sup>3</sup>.

9. Состав нефти и газа – один из основных показателей, определяющих направление их применения, регламентируется требованиями государственных и отраслевых стандартов и технических условий, в которых учитываются технология добычи, способы транспортировки и переработки сырья, обеспечивающие их комплексное использование. Промышленная ценность, содержащихся в нефти и газе компонентов, определяется на основании их кондиционного содержания в соответствии с инструкциями по подсчету и учету запасов полезных ископаемых и технико-экономических расчетов рентабельности их извлечения и использования в экономике Республики Узбекистан.

## II. ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГАЗА ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РАЗВЕДКИ ПО ВЕЛИЧИНЕ ЗАПАСОВ И СЛОЖНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

10. По величине извлекаемых запасов нефти и запасов газа месторождения подразделяются на 4 группы (табл. 1).

Таблица 1

Месторождения	Запасы	
	нефти извлекаемые, тыс. т	газа, млрд. м <sup>3</sup>
Уникальные	более 300	более 300
Крупные	30-300	30-300
Средние	5-30	5-30
Мелкие	менее 5	менее 5

11. По сложности геологического строения, условиям залегания и выдержанности продуктивных пластов независимо от величины запасов выделяются месторождения (залежи):

простого строения, связанные с ненарушенными или слабо нарушенными структурами; продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

сложного строения, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, литологическими замещениями коллекторов слабопроницаемыми породами или наличием тектонических нарушений;

очень сложного строения, для которых характерны как литологические замещения или тектонические нарушения, так и невыдержанность толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

12. Степень сложности геологического строения месторождения устанавливается по соответствующим характеристикам основных залежей, заключающих преобладающую часть (больше 70 %) запасов месторождения.

## III. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗУЧЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

13. Для достижения наибольшей эффективности в изучении месторождений необходимо соблюдать установленные этапы и стадии геологоразведочных работ, строго выполнять требования к их полноте и качеству, осуществлять рациональное комплексирование методов и технических средств разведки, своевременно проводить постадийную геолого-экономическую оценку результатов работ. Степень изученности месторождения должна обеспечить возможность его комплексного освоения при обязательном соблюдении требований по охране окружающей среды.

14. Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие структуры (ловушки), подготовленной для глубокого бурения в соответствии с действующими требованиями комплексом геолого-геофизических исследований, и подсчитанных перспективных ресурсов категории С<sub>3</sub>.

15. Размещение скважин на площади ловушки проводится в соответствии с утвержденным проектом поисковых работ. Глубина поисковых скважин должна обеспечивать изучение всего перспективного разреза площади с учетом технических возможностей бурения.

16. На новых месторождениях нефти и газа, а также выявленных залежах уже известных месторождений по данным геофизических исследований, поисково-оценочного бурения проводится изучение геологического строения площади, дается качественная оценка продуктивного разреза и предварительная оценка объема залежей, определяются основные природные факторы, влияющие на выбор методики дальнейших разведочных работ. По данным поисково-оценочного бурения подсчитываются запасы нефти, газа и конденсата по категории  $C_2$ , частично  $C_1$  и дается геолого-экономическая оценка месторождений (залежей) для определения целесообразности их разведки и подготовки к разработке.

17. На стадии разведки и подготовки месторождения (залежи) к разработке уточняются структура месторождения и литологические особенности продуктивных пластов, их общая и эффективная толщина, коллекторские свойства, нефтегазонасыщенность и изменение этих параметров по площади и разрезу; определяются положение контактов газ-нефть-вода и промышленное значение газовой шапки или нефтяной оторочки, дебиты нефти, газа, воды и конденсата, пластовое давление, давление насыщения и другие параметры, установленные по результатам испытания и исследования скважин; уточняются физико-химические свойства нефти, газа, конденсата и пластовой воды. Определяются на основании технико-экономических расчетов коэффициенты извлечения углеводородов. Производится подсчет геологических и извлекаемых запасов месторождения по категории  $C_1$ , и частично  $C_2$ .

18. По разведанным месторождениям составляются структурные карты по основным продуктивным пластам, карты равных толщин продуктивной части разреза, геологические разрезы и другие документы, дающие достаточное представление о закономерностях распространения и залегания продуктивных пластов и особенностях строения природного резервуара, составе нефти, газа и воды, пластовом давлении и температуре. На структурные карты наносятся все пробуренные и находящиеся в строительстве скважины. Масштабы карт (как правило, 1:5000–1:50000) и разрезов определяются размерами месторождения, сложностью их геологического строения и изменчивостью коллекторских свойств продуктивных пластов.

19. При разведке месторождений глубина, способ бурения и конструкция скважин определяются в каждом конкретном случае проектом разведки. При этом конструкция скважин должна обеспечить возможность проведения полного комплекса геофизических исследований, испытаний на приток жидкости и газа, как в открытом стволе, так и в колонне, гидродинамических исследований и отбора глубинных проб.

20. При поэтапном освоении уникальных и крупных месторождений нефти и газа наиболее детально разведываются залежи, или их части, намечаемые к первоочередному освоению.

21. Количество, система размещения и последовательность бурения разведочных скважин должны обеспечить получение надежных данных для установления строения продуктивных пластов, выявления закономерностей изменения их толщин, коллекторских свойств, характера насыщения нефтью, газом и водой, а также особенностей тектоники месторождения.

22. Расстояния между разведочными скважинами, необходимые для детального изучения месторождения (залежи), оценки (ее) объема, обоснования подсчета запасов и подготовки объекта для промышленного освоения, определяются размерами залежи и сложностью ее геологического строения. В табл. 2 приведены обобщенные данные о средних расстояниях между разведочными скважинами, которые могут приниматься при разведке нефтяных и газовых месторождений. Эти данные могут учитываться при проектировании геологоразведочных работ, но их нельзя рассматривать как обязательные. Для каждого месторождения на основании всестороннего анализа имеющейся

геологической и геофизической информации обосновывается рациональная система размещения разведочных скважин.

Таблица 2

Месторождения	Запасы извлекаемые нефти, млн. т газа, млрд. м <sup>3</sup>	Площадь месторождения (залежи), км <sup>2</sup> толщина продуктивного пласта, м	Средние расстояния между скважинами, км для месторождений		
			простого строения	сложного строения	очень сложного строения
Уникальные	<u>более 300</u> более 300	<u>более 100</u> 10-15	10-12	8-10	5-8
Крупные	<u>100-300</u> 100-300	<u>более 100</u> 10-15	4,0 (3,5-4,5)	2,9 (2,7-3,2)	1,8 (1,5-3,0)
Крупные	<u>30-100</u> 30-100	<u>25-100</u> 8-12	3,0 (2,7-3,3)	2,1 (1,8-2,5)	1,2 (0,8-1,5)
Средние	<u>5-30</u> 5-30	<u>10-50</u> 5-10	2,2 (1,5-2,5)	1,5 1,5-1,7)	1,0 (0,8-1,3)
Мелкие	<u>менее 5</u> менее 5	<u>3-25</u> 3-8	1,5 (1,2-1,7)	1,5 1,5-1,7)	1,0 (0,5-1,5)

23. Для нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных залежей при выборе системы размещения разведочных скважин и расстояний между ними должна учитываться необходимость обязательной оценки промышленного значения нефтяной или газовой части этих залежей.

24. Бурение разведочных скважин следует проводить с учетом данных по ранее пробуренным скважинам, особенно при разведке невыдержанных и тектонически нарушенных нефтегазонасыщенных пластов с резкой изменчивостью фильтрационно-ёмкостных свойств.

25. При бурении поисковых и разведочных скважин из перспективных на нефть и газ нефтегазонасыщенных отложений проводится отбор керн в количестве, обеспечивающем изучение литологических особенностей и физических свойств коллекторов и непроницаемых разделов по площади и разрезу и позволяющем надежно интерпретировать материалы геофизических исследований скважин. Нормы отбора, выноса керн и детальность его лабораторных исследований регламентируются действующей «Инструкцией по отбору, документированию, обработке, хранению, сокращению и ликвидации керн нефтяных и газовых скважин» (НХК «Узбекнефтегаз», 2012).

26. В необходимых случаях следует осуществлять бурение скважин со сплошным отбором керн по продуктивному пласту и отбором образцов пород для лабораторных исследований через 0,1–0,25 м толщины пласта, применять промывочные жидкости на безводной основе для повышения информативности отобранного керн и сохранения природных фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны пласта.

27. По каждой разведочной скважине должен быть проведен комплекс исследований, необходимый для подсчета запасов:

1) детальное изучение керн для определения литологических особенностей, минерального состава и фильтрационно-ёмкостных свойств пород-коллекторов и покрышек продуктивного пласта; в интервалах отбора образцов на лабораторные исследования следует определять геофизические параметры для получения эталонных (петрофизических) зависимостей, являющихся основой интерпретации материалов

геофизических исследований скважин;

2) рациональный комплекс геофизических исследований скважин, по данным которых осуществляется литологическое расчленение разреза, выделение продуктивных пластов, определение их толщин и глубины залегания, общей, эффективной, нефтенасыщенной и (или) газонасыщенной толщин продуктивных пластов в пределах нефтяной, водонефтяной, газонефтяной, газовой и газоводяной зон, определение положения и абсолютных отметок водонефтяного, газоводяного и газонефтяного контактов, определение открытой пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности пород-коллекторов;

3) комплекс газогидродинамических исследований для изучения фильтрационно-емкостной характеристики коллекторов «работающих» частей продуктивных пластов, положения контактов газ-нефть-вода.

28. В скважинах проводится раздельное испытание нефте-, газо- и водонасыщенных пластов на приток при разных режимах работы скважин для определения характера насыщения, положения контактов газ-нефть-вода, полной газоконденсатной характеристики, статических уровней, пластовых и забойных давлений и пластовых температур, а также отбор глубинных проб нефти (не менее двух по каждому испытанному в скважине объекту). При значительной литологической изменчивости и большой толщине продуктивного пласта испытание проводится по интервалам с различными геофизическими характеристиками.

29. Для получения эксплуатационной характеристики каждой залежи, имеющей промышленное значение, необходимо проводить поинтервальное испытание на приток продуктивных пластов; залежи, находящиеся на различных гипсометрических отметках в различных частях оцениваемой площади. Для определения максимально возможных дебитов нефти или газа в отдельных скважинах испытание ведется по всей толщине продуктивного пласта. При низких дебитах скважин следует проводить работы по интенсификации притоков нефти и газа.

Для более полной оценки степени продуктивности залежи (пласта) по отдельным опорным скважинам проводится опытная (пробная) эксплуатация.

30. При проведении испытаний необходимо соблюдать комплекс мероприятий по охране окружающей среды, предусмотреть утилизацию получаемых продуктов.

31. В процессе исследования отобранных проб нефти, газа и конденсата должны быть определены:

1) для нефти, приведенной к стандартным условиям методом дифференциального разгазирования, - фракционный и групповой состав, а в пластовых условиях - компонентный состав, содержание (в процентах по массе) силикагелевых смол, масел, асфальтенов, парафинов, серы, металлов, вязкость и плотность, величина давления насыщения нефти газом, растворимость газа в нефти, газосодержание, изменение объема, плотности и вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях, температура застывания, начала кипения, коэффициенты упругости нефти; исследование нефти проводится по глубинным пробам, а при невозможности их отбора - по рекомбинированным пробам пластовой нефти; для изучения товарных свойств нефти необходимо отбирать и исследовать специальные пробы;

2) для газа (свободного и растворенного в нефти) - плотность по воздуху, теплота сгорания, содержание (в молярных процентах) метана, этана, пропана, бутанов, а также гелия, сероводорода, углекислого газа и азота; состав растворенного в нефти газа определяется при дифференциальном разгазировании глубинных проб нефти до стандартных условий;

3) для конденсата (стабильного) - фракционный и групповой состав, содержание



парафина и серы, плотность и вязкость при стандартных условиях, давление начала конденсации.

32. При оценке промышленного значения содержащихся в нефти, газе и конденсате компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов) должны соблюдаться «Требования к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов» (ГКЗ, 1982).

33. При изучении состава нефти и газа необходимо определять наличие и содержание в них компонентов, оказывающих вредное влияние на оборудование при добыче, транспортировке и переработке нефти и газа (коррозионная агрессивность к металлу и цементу, выпадение парафина, серы, солей, механических примесей и др.).

34. При получении из скважин притоков подземных вод должны быть определены химический состав подошвенных и краевых подземных вод, содержание в них йода, брома, бора, магния, калия, лития, рубидия, цезия, стронция, германия и др., а также состав растворенного в воде газа, дебиты воды, температура, давление, коэффициент упругости вод, газосодержание и другие показатели для обоснования проведения специальных геологоразведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных нужд.

35. В процессе разработки залежи в скважинах, давших приток воды за контуром нефте- или газоносности, должны быть проведены систематические наблюдения за изменением пластового давления. Определение гидродинамической связи нефтегазосодержащих пластов необходимо проводить в соответствии с требованиями «Инструкции по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин» (ВНИИ, 1982), а также «Методического руководства по гидродинамическим исследованиям сложнопостроенных залежей» (НХК «Узбекнефтегаз», 2012).

Гидродинамическую характеристику и химический состав подземных вод месторождений следует сопоставлять с аналогичными данными по другим месторождениям района; с учетом этого сопоставления должны быть охарактеризованы вероятные области питания и разгрузки, величины и направления изменения напоров вод, а также характер изменения химического состава подземных вод изучаемых водоносных горизонтов.

36. В районе разведанного месторождения необходимо оценить сырьевую базу строительных материалов и возможные источники питьевого и технического водоснабжения для обеспечения потребности будущего предприятия по добыче нефти и газа; эти данные могут быть использованы для обоснования проведения в дальнейшем специальных геологоразведочных, гидрогеологических и изыскательских работ.

37. При бурении поисковых и разведочных скважин следует определить наличие в разрезе возможных поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы для сброса попутно добываемых и других сточных вод.

38. На разрабатываемых месторождениях нефти и газа в обязательном порядке должно проводиться всестороннее доизучение залежей эксплуатационными, а в необходимых случаях и разведочными скважинами:

1) детальное и комплексное изучение керна с целью уточнения литологических особенностей, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов продуктивного пласта и пород-покрышек;

2) геофизические исследования скважин, рациональный комплекс которых определяется исходя из поставленных задач и конкретных геолого-геофизических условий;

3) комплекс гидродинамических исследований, уточняющих коллекторские свойства пород, положение контактов газ-нефть-вода;

4) изучение изменения пластового давления;

5) изучение изменения текущих и годовых отборов продукции.

Объем и качество проводимых исследований должны обеспечивать возможность проведения подсчета запасов нефти методами материального баланса и статистическим, а запасов газа — методом падения давления и перевода их в более высокие категории.

39. Для каждого месторождения (залежи) по данным бурения, испытания и исследования скважин (геологических, геофизических, гидрогеологических и лабораторных), а также данным разработки должны быть установлены:

1) литолого-стратиграфический разрез, положение нефтегазонасыщенных пластов в разрезе, места их слияния, выклинивания, замещения;

2) положение контактов газ-нефть-вода в разных частях залежи, контуры нефтегазонасыщенности, форма и размеры залежи;

3) толщина (общая, эффективная, нефтегазонасыщенная) продуктивного пласта в пределах выделенных зон, литологические особенности, минеральный и гранулометрический состав коллектора, состав цемента, пористость и трещиноватость (кавернозность), проницаемость, карбонатность и глинистость, остаточная и начальная нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов, геологическая макронеоднородность продуктивных пластов (статистические показатели общей и нефтегазонасыщенной толщины; пластов, расчлененности и песчанистости разреза в границах эксплуатационного объекта, интервалы изменения, средние значения, коэффициенты вариаций, объемы выборки);

4) значения пластовых давлений, замеренные в водной, нефтяной и газовой средах;

5) тип коллектора;

6) характер литологических свойств пород-покрышек: вещественный состав, пористость, проницаемость и др.;

7) физико-химические свойства пластовой нефти: давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент, усадка, сжимаемость;

8) физико-химические свойства нефти, дегазированной способом дифференциального разгазирования до стандартных условий: плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температура начала кипения и начала застывания, температура насыщения нефти парафинами, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный состав, компонентный состав;

9) физико-химические свойства газа: компонентный состав, плотность по воздуху и абсолютная, сжимаемость;

10) физико-химические свойства конденсата: усадка сырого конденсата, количество газа дегазации, плотность, молекулярная масса, начало и конец кипения стабильного конденсата, компонентный и углеводородный состав, содержание парафинов, серы, смол;

11) для залежей с повышенной вязкостью нефти, по которым могут быть рассмотрены варианты разработки с применением теплофизических или термохимических методов воздействия на пласт, средние значения коэффициента теплопроводности, удельного теплового сопротивления, удельной теплоемкости (раздельно для пород и жидкости);

12) физико-гидродинамические характеристики: фазовые проницаемости, коэффициенты вытеснения нефти водой (газом), смачиваемость (гидрофобность, гидрофильность).

40. Для своевременной и полноценной обработки всей информации, получаемой при разведке месторождения, целесообразно использовать математические методы ее обработки с применением электронно-вычислительной техники в целях:

1) подготовки исходной информации к подсчету запасов, включая интерпретацию результатов геофизических исследований;

2) первичной обработки данных испытаний, контроля и оценки качества опробования, обоснования поправочных коэффициентов к данным опробования;

3) геометризации залежей, включая их оконтуривание, построение на компьютере карт в изолиниях и других графических материалов;

4) подсчета запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов в границах залежей или их частей, в том числе с использованием математических моделей месторождений;

5) использования корреляционного анализа для оценки подсчетных параметров;

6) статистических исследований для оценки точности подсчета запасов, сопоставления разведочных данных с результатами, полученными при разработке месторождения.

41. При использовании математических методов и электронно-вычислительной техники следует обосновать применяемые алгоритмы и программы и привести их описание, обеспечивающее возможность проверки промежуточных и окончательных результатов. Применение этих методов должно рационально сочетаться с традиционными методами исследований, необходимыми для корреляции геологических разрезов, категоризации запасов и т. д.

#### **IV. ТРЕБОВАНИЯ К ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И СОДЕРЖАЩИХСЯ В НИХ КОМПОНЕНТОВ**

42. Подсчет запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов проводится в соответствии с требованиями «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» при следующих условиях.

43. Запасы категории А подсчитываются только на разрабатываемых месторождениях (залежах), степень изученности которых отвечает требованиям «Классификации», в границах залежи, а для части залежи – в границах, проведенных по эксплуатационным скважинам.

44. Запасы категории В подсчитываются на разрабатываемых месторождениях (залежах), степень изученности которых отвечает требованиям «Классификации», в границах залежи, а для части залежи – в границах, проведенных по эксплуатационным скважинам.

45. Запасы категории С<sub>1</sub> выделяются на разведанных и разрабатываемых месторождениях (залежах), степень изученности которых отвечает требованиям «Классификации», в границах, проведенных по данным испытаний и геофизических исследований скважин, достоверно обосновывающим гипсометрическое положение контактов газ-нефть-вода, а для неисследованной части залежи – в границах,

проведенных на расстоянии, равном удвоенному интервалу между эксплуатационными скважинами, предусмотренному технологической схемой или проектом разработки.

Запасы категории  $C_1$  могут быть выделены на новой площади по данным бурения и испытания одной скважины при условии получения в ней промышленного притока нефти или газа (открытие месторождения). В этом случае параметры подсчета запасов определяются по данным геофизических исследований скважин, изучения керна или принимаются по аналогии с соседними разведанными месторождениями. Границы участка подсчета запасов проводятся в радиусе, равном удвоенному расстоянию между эксплуатационными скважинами, принятому в данном районе для аналогичных месторождений.

46. Запасы категории  $C_2$  выделяются на неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий, в промежуточных и вышезалегающих неопробованных пластах разведанных месторождений, степень изученности которых отвечает соответствующим требованиям «Классификации». К ним относятся также запасы отдельных неопробованных куполов многокупольных месторождений, если доказана их полная аналогия с изученными частями данного месторождения по геологическому строению и коллекторским свойствам пластов-коллекторов. Границы запасов проводятся по контурам выявленных залежей.

47. Перспективные ресурсы категории  $C_3$  выделяются на подготовленных для глубокого бурения площадях, расположенных в единой структурно-фациальной зоне в пределах данного нефтегазоносного района, и на разведанных месторождениях в не вскрытых бурением пластах, продуктивность которых установлена на других месторождениях. Величина коэффициента заполнения ловушки принимается по аналогии с месторождениями, разведанными в данной структурно-фациальной зоне.

На подготовленных для глубокого (поискового) бурения площадях должны быть установлены:

1) общие контуры структуры (ловушки) – достоверными для данного района геологическими и геофизическими методами исследований; форма и размеры ловушки изучены кондиционной сеткой сейсмических профилей;

2) наличие коллекторов, перекрытых слабопроницаемыми породами, - по данным структурно-фациального анализа, опирающегося на данные бурения параметрических скважин;

3) положение контактов нефть-газ-вода, контролирующих возможную площадь нефтегазоносности, - путем анализа геолого-структурных условий, закономерности изменения положения контактов того же пласта в соседних месторождениях (залежах) или на основе закономерностей их формирования в пределах данного нефтегазоносного района;

4) возможность промышленной нефте- или газонасыщенности коллекторов – по аналогии с изученными месторождениями и по результатам анализа условий формирования нефтяных и газовых месторождений в пределах изученной структурно-фациальной зоны.

В не вскрытых бурением пластах разведанных месторождений их параметры могут быть приняты по аналогии с изученными продуктивными пластами в пределах данной структурно-фациальной зоны с учетом выявленных закономерностей тектоники и изменения литологических особенностей пород.

48. Подсчет запасов нефти и газа проводится на планах, составленных на основе структурных карт. Масштабы планов зависят от размера и сложности геологического строения залежи.

Подсчет запасов проводится отдельно по залежам с выделением запасов

нефтяной, газовой, водонефтяной, газонефтяной, газонефтеводяной, газовой зон и в целом по месторождению.

49. Для разрабатываемых месторождений дополнительный подсчет и учет разведанных запасов ведется отдельно для каждой зоны насыщения, выделенной на данном оцениваемом объекте.

50. Подсчет запасов нефти новых нефтяных и газонефтяных залежей (месторождений) проводится объемным методом, а запасов нефти залежей (месторождений), находящихся в разработке, - объемным методом и методом материального баланса. Подсчет запасов нефти производится с использованием объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий. Подсчет извлекаемых запасов нефти залежей, находящихся на поздней стадии разработки, может проводиться статистическим методом.

51. Подсчет запасов газа новых газовых и нефтегазовых залежей (месторождений) проводится объемным методом. Для разрабатываемых залежей (месторождений) газа может применяться как объемный метод, так и метод падения давления при отсутствии резко выраженного водонапорного режима. При использовании этого метода должно быть определено изменение во времени приведенного пластового давления в зависимости от суммарного отбора газа, установлено снижение средневзвешенного пластового давления, оценено количество воды, поступившей в пласт за период разработки месторождения.

Подсчет запасов растворенного в нефти газа проводится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб нефти до стандартных условий.

52. Подсчет извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти, для месторождений с водонапорным режимом проводится по извлекаемым запасам нефти, а для месторождений с другими режимами - по геологическим запасам нефти с учетом степени ее дегазации при разработке.

53. Принадлежность забалансовых запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов к различным категориям определяется так же, как и для балансовых запасов. При подсчете забалансовых запасов должны быть указаны причины отнесения их к этой группе (экономические, технологические и др.).

54. Подсчет перспективных ресурсов нефти и газа на площадях, подготовленных для глубокого бурения в пределах нефтегазоносных районов, а также в пределах не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений проводится только объемным методом.

55. При подсчете запасов на разрабатываемых месторождениях необходимо сопоставить данные разведки и разработки по запасам, условиям залегания, эффективной газо- и нефтенасыщенной толщине, площади залежи, коллекторским свойствам нефтегазонасыщенных пород, рассмотреть конкретные причины происшедших изменений в запасах, их категорийности, объеме нефтегазонасыщенных пород, коэффициентах извлечения и других параметрах.

56. Запасы и перспективные ресурсы имеющих промышленное значение

*компонентов, содержащихся в нефти, газе и конденсате, подсчитываются в соответствии «Требованиями к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов» (ГКЗ, 1982).*

*57. Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти конденсата, серы, металлов, этана, пропана, бутанов подсчитываются и оцениваются в тысячах тонн. Запасы месторождений и перспективные ресурсы горючих газов подсчитываются и оцениваются в миллионах кубических метров, гелия и аргона – в тысячах кубических метров.*

*58. Подсчет запасов оформляется в соответствии с «Инструкцией о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Кабинете Министров Республики Узбекистан материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов» (ГКЗ, 2015).*

## **V. ПОДГОТОВЛЕННОСТЬ РАЗВЕДАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ**

59. Подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения определяется в соответствии с требованиями п. 33 раздела VIII «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (ГКЗ, 2015).

Рекомендуемые минимальные промышленные концентрации попутных полезных компонентов при их оценке в месторождениях нефти и газа

Основное или попутное полезное ископаемое	Попутные компоненты	Минимальная концентрация
Нефть	Сера	0,5%
	Ванадий	120 г/т
Конденсат	Сера	0,5%
Свободный газ и газ газовых шапок	Этан	3%
	Пропан-бутаны	0,9%
	Сероводород	0,5%
	Гелий	0,05%
	Азот	15%
	Двуокись углерода	15 %
Растворенный газ	Этан	3%
	Пропан-бутаны	0,9%
	Сероводород	0,5%
	Гелий	0,035%
Пластовые воды	Йод	10 мг/л
	Бром	200 мг/л
	Окись брома	250 мг/л
	Литий	10 мг/л
	Рубидий	3 мг/л
	Цезий	0,5 мг/л
	Стронций	300 мг/л
	Германий	0,05 мг/л
	Вольфрам	0,03 мг/л
	Магний	100 мг/л
Калий	1000 мг/л	

Методические документы, регламентирующие проведение исследований  
на месторождениях нефти и газа

1. Методическое руководство по гидродинамическим исследованиям сложнопостроенных залежей. РН 39.0-083:2012. НХК «Узбекнефтегаз», 2012.
2. Практическое руководство по методике исследования пластовых вод в глубоких разведанных скважинах. РН 39.0-091:2012. НХК «Узбекнефтегаз», 2012.
3. Методические указания по ведению геологоразведочных работ на стадии поисков и разведки месторождений нефти и газа. РН 39.0-103:2012. НХК «Узбекнефтегаз», 2012.
4. Постоянно действующая геолого-технологическая модель месторождения углеводородов. Требования к оформлению. Порядок создания и утверждение. РН 39.0-105:2012. НХК «Узбекнефтегаз», 2012.
5. Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследований. Форма представления результатов. ОСТ 39 -112-80.
6. Инструкция по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин. ВНИИ, 1982.
7. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения водой в лабораторных условиях. ОСТ 39-195-86.
8. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной фильтрации. ОСТ 39-235-89.



**ПОЛОЖЕНИЕ  
ОБ ЭТАПАХ И СТАДИЯХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ  
РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ**

**VIII. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

**IX. РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЭТАП**

§1. Стадия прогноза нефтегазоносности

§2. Стадия оценки зон возможного нефтегазонакопления

**X. ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП**

§1. Стадия выявления объектов поискового бурения

§2. Стадия подготовки объектов к поисковому бурению

§3. Стадия поиска и оценки месторождений (залелей)

**IV. РАЗВЕДОЧНЫЙ ЭТАП**

§1. Стадия разведки и подготовки месторождения к разработке

§2. Стадия доразведки

Настоящее Положение определяет этапы и стадии геологоразведочных работ на нефть и газ и устанавливает единый порядок и последовательность их проведения на территории Республики Узбекистан.

Положение разработано взамен «Положения об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» (ГКЗ, 1983). В Положение внесены изменения и дополнения с учетом отечественной и зарубежной практики геологоразведочных работ на нефть и газ.

**I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1. Деление геологоразведочных работ на нефть и газ на этапы и стадии имеет целью установление рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе для повышения эффективности использования недр.

2. Этапы и стадии геологоразведочных работ – часть геологоразведочного процесса, который определяется особенностью геологического строения объекта, целью, методами исследования, требованиями к конечным результатам.

3. Виды, объемы работ и методы исследований, применяемые на отдельных этапах и стадиях геологоразведочных работ, должны составлять рациональный комплекс, обеспечивающий получение требуемых конечных результатов, направленных на решение основных геолого-экономических задач с минимальными затратами сил и средств в конкретных геологических и географических условиях, и соответствовать действующим нормативным документам, регламентирующим их проведение.

4. Геологоразведочные работы осуществляются по программам и проектам, которые составляются и утверждаются в соответствии с действующими инструкциями.

5. По завершению каждой стадии оценивается эффективность геологоразведочных работ и обосновываются предложения по дальнейшему их проведению.

6. На всех этапах и стадиях геологоразведочных работ проводятся тематические и научно-исследовательские обобщения и анализ результатов геологических, геофизических и буровых работ с целью уточнения геологического строения и нефтегазоносности недр, изучения закономерностей пространственного размещения залежей нефти и газа, изменения ёмкостно-фильтрационных свойств пород и физико-химических характеристик насыщающих их флюидов, научного обоснования направлений и методики проведения дальнейших работ.

7. В зависимости от степени изученности геологии и нефтегазоносности недр и от решаемых задач выделяются три этапа геологоразведочных работ на нефть и газ: региональный, поисково-оценочный и разведочный, которые имеют свои отдельные стадии выполнения.

Для ускорения геологоразведочных работ в пределах одной территории возможно совмещение различных стадий с составлением .по результатам этих работ единого отчета.

## **II. РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЭТАП**

8. Целью региональных геолого-геофизических работ является изучение основных закономерностей геологического строения слабоизученных осадочных бассейнов, их частей и отдельных литолого-стратиграфических комплексов на территории Республики Узбекистан, оценка перспектив их нефтегазоносности и определение первоочередных районов и литолого-стратиграфических комплексов для постановки поисково-оценочных работ на нефть и газ.

9. Объектами изучения на территории Республики Узбекистан являются: Устюртский, Бухаро-Хивинский, Юго-Западно-Гиссарский, Сурхандарьинский, Ферганский нефтегазоносные регионы, а также другие нефтегазоперспективные регионы.

10. Региональный этап изучения недр и оценки перспектив нефтегазоносности предшествует поисково-оценочному и проводится при наличии благоприятных предпосылок для обнаружения новых перспективных комплексов и зон возможного нефтегазонакопления в слабоизученных районах. В пределах нефтегазоносных регионов региональные работы могут проводиться одновременно с поисковыми и разведочными работами.

Конечной задачей регионального этапа является выбор основных направлений геологоразведочных работ и первоочередных объектов (отдельных зон нефтегазонакопления) для дальнейшего изучения на поисково-оценочном этапе.

11. В соответствии с задачами и степенью геологической изученности территории региональный этап подразделяется на две стадии: прогноза нефтегазоносности и оценки зон возможного нефтегазонакопления.

### **§1. Стадия прогноза нефтегазоносности**

12. Основными объектами исследования на стадии прогноза нефтегазоносности являются осадочные бассейны и их отдельные части.

13. Задачами исследований на стадии прогноза нефтегазоносности являются:

1) изучение особенностей геологического строения и перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов и их частей, крупных стратиграфических единиц, структурно-тектонических объектов;

2) определение основных этапов геотектонического развития территории, тектоническое районирование осадочного бассейна в целом или отдельных изученных его частей;

3) прогноз наличия коллекторов и покрышек в выделенных перспективных литолого-стратиграфических комплексах;

4) выделение нефтегазоперспективных комплексов (резервуаров) и зон возможного нефтегазообразования, нефтегазонакопления;

5) предварительное нефтегазогеологическое районирование;

6) качественная оценка прогнозных ресурсов категории D<sub>2</sub> и частично D<sub>1</sub>.

7) выделение зон и районов для первоочередного изучения.

14. По результатам работ на стадии прогноза нефтегазоносности обосновываются наиболее перспективные направления дальнейших исследований и проводится выбор первоочередных объектов работ для оценки зон возможного нефтегазонакопления, перспективных районов и комплексов пород.

15. В типовой комплекс региональных работ на данной стадии входят следующие виды исследований:

1) дешифрирование материалов аэрофото- и космических съемок регионального и локального уровней генерализации;

2) геологическая, гидрогеологическая, структурно-геоморфологическая, геохимическая мелкомасштабные съемки и другие исследования;

3) аэромагнитная, гравиметрическая съемки масштабов 1:1000000- 1:200000 и электроразведка;

4) сейсморазведочные работы, в том числе глубинное сейсмическое зондирование методом общей глубинной точки по системе опорных профилей;

5) бурение параметрических скважин на опорных профилях в различных структурно-фациальных условиях с отбором керна, опробованием всех возможно перспективных горизонтов.

6) комплексная обработка материалов, пробуренных параметрических скважин и других проведенных исследований, оценка нефтегазоносности изучаемых территорий.

16. По результатам выполненных работ и обобщения собранных материалов составляются окончательные отчеты о геологических результатах и оценке прогнозных ресурсов с обязательным комплектом следующих графических материалов:

1) обзорная карта района;

2) схема расположения профилей, физических точек наблюдений и скважин на исходной геологической и тектонической основе;

3) сводные геолого-геофизические разрезы отложений изученных крупных геоструктурных элементов осадочного бассейна;

4) геолого-геофизические разрезы параметрических скважин с выделенными опорными и маркирующими горизонтами и результатами опробования;

5) схемы межрайонной корреляции разрезов изученных отложений;

6) опорные геологические и геофизические профили, характеризующие строение осадочного бассейна и крупных структур;

7) схема тектонического районирования бассейна в целом или отдельной изученной его части;

8) литолого-фациальные схемы нефтегазоперспективных комплексов разреза;

9) схема нефтегазогеологического районирования с дифференцированием территорий по перспективам нефтегазоносности, плотности прогнозных ресурсов и выделением первоочередных зон для проведения работ следующей стадии.

## §2. Стадия оценки зон возможного нефтегазонакопления

17. Основными объектами исследований на данной стадии являются зоны возможного нефтегазонакопления в пределах перспективных регионов Республики Узбекистан.

18. Типовой комплекс работ на стадии оценки зон возможного нефтегазонакопления охватывает все виды исследований, указанных в п. 15, но выполняемых по более плотной сети наблюдений с укрупнением масштабов исследований до 1:200000 - 1:50000. Ведущее место занимают площадная сейсморазведка, специальные исследования по прогнозированию геологического разреза и оконтуриванию аномалий типа залежь (АТЗ), а также бурение параметрических скважин.

19. Стадия оценки зон возможного нефтегазонакопления предусматривает:

1) выявление субрегиональных и зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными и литологостратиграфическими комплексами; установление основных закономерностей распределения свойств пород - коллекторов и флюидоупоров, а также изменение их свойств;

2) выделение наиболее крупных зон поднятий;

3) уточнение нефтегазогеологического районирования;

4) количественную прогнозную оценку ресурсов углеводородов крупных ловушек по категории  $D_1$ , частично  $D_2$ ;

5) зональный прогноз нефтеносности;

6) предварительную геолого-экономическую оценку освоения прогнозных ресурсов.

20. По результатам работ на стадии оценки зон возможного нефтегазонакопления обосновывается выделение наиболее крупных зон поднятий, локализирующих прогнозные ресурсы углеводородов по основным объектам и литолого-стратиграфическим комплексам пород, обосновываются районы и очередность проведения поисковых работ, оценивается рентабельность освоения прогнозных ресурсов.

21. По результатам проведения работ и обобщения материалов составляются отчеты о геологических результатах и оценке прогнозных ресурсов, к которым прилагается обязательный комплект следующих графических материалов:

1) обзорная карта района;

2) карта геолого-геофизической изученности района;

3) карта тектонического районирования;

4) схема расположения профилей и скважин (карты фактического материала) на геологической и структурной основе;

5) геолого-геофизические разрезы скважин с выделением нефтегазоперспективных комплексов;

6) корреляционные схемы разрезов скважин, нефтегазоносных и перспективных комплексов, горизонтов и пластов с результатами их опробования;

7) опорные геологические, сейсмогеологические, временные и другие разрезы, проходящие через опорные и параметрические скважины;

8) структурные карты по основным структурным этажам и ярусам;

9) литолого-фациальные карты перспективных комплексов и горизонтов;

10) карта нефтегазоносности основных комплексов;

11) карта нефтегазогеологического районирования;

12) подсчетные планы по каждому нефтегазоносному и перспективному комплексу;

13) карта перспектив нефтегазоносности и распределения плотности прогнозных ресурсов нефти и газа (категорий D<sub>1</sub> и D<sub>2</sub>) с выделением первоочередных площадей для постановки поисково-оценочных работ.

### **III. ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЙ ЭТАП**

22. Целью поисково-оценочного этапа геологоразведочных работ на нефть и газ является выявление и подготовка объектов к поисковому бурению, оценка перспективных ресурсов углеводородов по категории C<sub>3</sub>, обнаружение месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и подсчет суммы их запасов по категориям C<sub>2</sub> и частично C<sub>1</sub>.

23. Поисково-оценочный этап разделяется на стадию выявления объектов поискового бурения, стадию подготовки объектов к поисковому бурению и стадию поиска и оценки месторождений (залежей).

#### **§1. Стадия выявления объектов поискового бурения**

24. Объектами проведения работ на данной стадии являются зоны с установленной нефтегазоносностью или зоны возможного нефтегазонакопления.

25. Задачами данной стадии являются:

- 1) выявление условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов;
- 2) выявление перспективных локальных ловушек;
- 3) количественная оценка прогнозных локализованных ресурсов;
- 4) выбор объектов для детализационных работ.

26. Типовой комплекс работ включает:

- 1) дешифрирование материалов аэрофото-космических съемок локального и детального уровней;
- 2) структурно-геологическую (структурно-морфологическую) съемку масштаба 1:100 000 и 1:50 000;
- 3) гравиразведку, магниторазведку и электроразведку масштаба 1:100 000 и 1:50 000;
- 4) площадную сейморазведку по системе взаимоувязанных профилей;
- 5) бурение параметрических скважин;
- 6) специализированные работы и исследования по прогнозу геологического разреза и прямым поискам для выявления объектов аномалий типа залежь.

27. По материалам геолого-геофизических работ данной стадии составляются отчеты о геологических результатах работ с оценкой локализованных ресурсов D<sub>1п</sub> и приложением следующих графических материалов:

- 1) обзорная карта района работ;
- 2) карта геолого-геофизической изученности;
- 3) схема расположения профилей, физических точек, наблюдений, скважин;
- 4) сводный геолого-геофизический разрез площади работ;
- 5) геологические профили, временные, сейсмические, глубинные сейсмические, геоэлектрические и другие разрезы;
- 6) геолого-геофизические разрезы параметрических или ближайших поисковых скважин с выделением продуктивных, маркирующих, опорных горизонтов;
- 7) структурные карты по целевым горизонтам с выделенными перспективными ловушками для проведения детальных работ;

8) карты сопоставления результатов всех видов геолого-геофизических исследований.

9) информационная карта по учету выявленных нефтегазоперспективных структур и объектов аномалий типа залежь.

## **§2. Стадия подготовки объектов к поисковому бурению**

28. Объектами проведения геологоразведочных работ на данной стадии являются выявленные ловушки, предназначенные для подготовки к поисковому бурению на новых площадях или ранее открытых месторождениях.

29. Типовой комплекс работ включает:

1) высокоточную гравиразведку масштаба 1:25000 и детальную электроразведку;

2) при наличии надёжной геофизической информации – исследования по прогнозу геологического разреза;

3) детальную площадную сейсморазведку по системе взаимоувязанных профилей масштаба 1:50000 – 1:25000;

4) бурение параметрических скважин с выполнением геофизических исследований, включая вертикальное сейсмическое профилирование, и проведением комплексного изучения керна;

5) переобработку и переинтерпретацию полевых материалов геофизических и геологоразведочных работ прошлых лет с использованием новых технологий с целью выявления и подготовки к бурению новых нефтегазоперспективных объектов.

30. По результатам стадии подготовки объектов к поисковому бурению составляется отчет о геологических результатах работ и паспорт на подготовленную структуру с оценкой перспективных ресурсов категории С<sub>3</sub>. К отчету прилагаются (с учетом п. 27) следующие графические материалы:

1) геолого-геофизические разрезы параметрических или ближайших поисковых скважин с выделением продуктивных, маркирующих, опорных горизонтов;

2) карты сопоставления результатов всех видов ранее выполненных геолого-геофизических исследований.

31. Работы по подготовке объекта завершаются передачей его организации, проводящей поисковое бурение, и включением объекта в фонд подготовленных структур под глубокое бурение.

## **§ 3. Стадия поиска и оценки месторождений (залежей)**

32. Объектами проведения геологоразведочных работ на данной стадии являются ловушки, подготовленные к поисковому бурению на новых площадях или ранее открытых месторождениях.

33. Типовой комплекс работ включает:

1) бурение и испытание поисково-оценочных скважин;

2) детализационную скважинную и наземную сейсморазведку;

3) специальные работы и исследования по изучению геологического разреза и положения контуров залежей и элементов ограничения залежи;

4) геофизические исследования скважин;

- 5) отбор керна, шлама, проб воды, нефти, газа и их лабораторное изучение;
- 6) выделение и испытание на приток в процессе бурения и в технической или эксплуатационной колонне нефтегазонасыщенных пластов и горизонтов;
- 7) гидрогеологические, гидродинамические и другие виды исследования скважин.

34. В процессе поиска месторождений (залежей) решается задача установления факта наличия или отсутствия промышленных скоплений углеводородов.

35. В процессе оценки промышленной значимости открытых месторождений (залежей) решаются следующие задачи:

- 1) установление фазового состояния углеводородов и параметров характеризующих пластовых систем;
- 2) изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;
- 3) установление фильтрационно-ёмкостных характеристик коллекторов;
- 4) установление типа залежей (пластовый, массивный, литологически или стратиграфически ограниченный, тектонически экранированный);
- 5) определение эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности;
- 6) установление коэффициентов продуктивности скважин и флюидодобывных возможностей;
- 7) предварительная геометризация залежей с подсчетом запасов по категориям  $C_2$ , и частично  $C_1$ ;
- 8) выделение базисных залежей.

36. Объёмы работ и виды геолого-геофизических исследований, а также методика их проведения определяется проектом, составленным специализированной организацией и утвержденным в установленном порядке.

С целью уточнения промысловых характеристик коллектора может проводиться опытная (пробная) эксплуатация пробуренных в рамках данной стадии единичных скважин. Опытная (пробная) эксплуатация проводится в объёмах, обоснованных проектно-сметной документацией.

37. По результатам работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей) проводится систематизация геолого-геофизических материалов и составляется отчет о результатах поисково-оценочных работ. В случае открытия месторождения (залежи) проводится подсчет геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а также запасов сопутствующих компонентов в соответствии с действующими нормативными документами. Приводятся предложения по дальнейшей разведке месторождения (залежи).

К отчету по подсчету запасов прилагаются:

- 1) обзорная карта;
- 2) схема расположения поисковых скважин на исходной структурной основе;
- 3) сводный откорректированный геолого-геофизический разрез объекта;
- 4) геолого-геофизические разрезы поисковых скважин;
- 5) структурные карты, откорректированные по результатам поискового бурения;
- 6) схемы корреляции скважин с выделением маркирующих и продуктивных горизонтов;
- 7) геологические, сейсмологические, профильные разрезы;
- 8) карты (планшеты) комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов продуктивных горизонтов;
- 9) схемы опробования каждого пласта (горизонта);

- 10) схематические карты суммарной эффективной и нефтенасыщенной (газонасыщенной) мощностей;
- 11) схемы обоснования положения водонефтяного, газонефтяного, газоводяного контактов;
- 12) подсчетные планы по продуктивным горизонтам.

38. Подсчитанные по результатам поисково-оценочных работ запасы углеводородов апробируются ЦКЗ НХК «Узбекнефтегаз» и на основании решения комиссии учитываются государственным балансом запасов полезных ископаемых.

39. При получении отрицательных результатов по одной-трем поисковым скважинам (в зависимости от размера объекта) бурение на объекте прекращается. Продолжение поисковых работ может быть возобновлено после анализа причин отрицательных результатов или полученных дополнительных данных о строении ловушки.

#### **IV. РАЗВЕДОЧНЫЙ ЭТАП**

40. Целью разведочного этапа геологоразведочных работ на нефть и газ является установление промышленной значимости месторождения (залежи) и подсчет разведанных запасов углеводородов, изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающее составление технологической схемы разработки месторождения (залежи) нефти и газа, а также уточнение промысловых характеристик эксплуатационных объектов в процессе разработки.

41. Разведочный этап подразделяется на стадию разведки и подготовки месторождения к разработке и стадию доразведки месторождения.

##### **§ 1. Стадия разведки и подготовки месторождения к разработке**

42. Объектами проведения работ на стадии разведки и подготовки месторождения (залежи) к разработке являются открытые месторождения (залежи) нефти и газа.

43. На стадии разведки и подготовки месторождения (залежи) к разработке решаются следующие задачи:

- 1) установление промышленной значимости месторождения (залежи);
- 2) уточнение геологической модели месторождения (залежи);
- 3) установление фазового состояния залежей;
- 4) изучение физико-химических свойств углеводородов, вод в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств и изменчивости по площади и разрезу залежи;
- 5) уточнение положения контактов газ-нефть-вода и контуров залежей;
- 6) уточнение дебитов нефти, газа, конденсата и воды, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважин;
- 7) определение естественного режима и гидродинамической связи залежей с законтурной областью;
- 8) определение параметров пласта: эффективной толщины, пористости, нефтегазонасыщенности и их изменчивости по площади и разрезу залежи;
- 9) уточнение типа залежи;
- 10) уточнение изменчивости емкостно-фильтрационных параметров коллекторов, физико-химических свойств флюидов по площади и разрезу залежи;
- 11) установление характеристик продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и призабойную зону скважин с целью повышения коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата;



12) подсчет запасов углеводородов и попутных компонентов.

44. Типовой комплекс работ на стадии разведки и подготовки месторождения (залежи) к разработке включает:

- 1) бурение, опробование и испытание разведочных скважин с применением методов интенсификации притоков;
- 2) проведение комплекса промыслово-геофизических исследований скважин;
- 3) гидрогеологические, геохимические, гидродинамические и другие виды исследований скважин в процессе бурения, опробования и испытания;
- 4) отбор керна, шлама, проб воды, нефти, газа, конденсата и их лабораторное изучение;
- 5) проведение детализационных геолого-геофизических работ на площади и в скважинах с целью уточнения геологического строения и модели ловушки и типа залежи;
- 6) переинтерпретацию геолого-геофизических материалов с учетом данных по пробуренным скважинам;
- 7) проведение опытной (пробной) эксплуатации залежи.

45. Рациональная степень разведанности, необходимый объем работ и методы исследований определяются сложностью строения и размерами объектов. Проект разведки составляется специализированной организацией и утверждается НХК «Узбекнефтегаз». При проведении разведочных работ зарубежными компаниями проект разведки согласовывается с НХК «Узбекнефтегаз».

46. Промышленная оценка запасов углеводородов мелких залежей может завершиться на стадии поиска и оценки месторождений (залежи).

47. По результатам разведочных работ и пробной эксплуатации проводятся:

- 1) уточнение геологических, литолого-фациальных и емкостно-фильтрационных особенностей продуктивных горизонтов и физико-химических свойств пластовых флюидов;
- 2) подсчет геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а также сопутствующих компонентов по категории  $C_1$  и частично  $C_2$ ;
- 3) подготовка геолого-геофизических материалов, необходимых для составления технологической схемы разработки месторождения (залежи) нефти и газа, а также для выбора методов повышения коэффициентов извлечения углеводородов из недр.

48. Итоговыми документами стадии разведки и подготовки месторождения (залежи) к разработке являются:

- 1) технико-экономическое обоснование величин коэффициентов извлечения нефти и конденсата;
- 2) отчет по подсчету запасов нефти, конденсата, природного газа и попутных компонентов.

49. Отчет по подсчету запасов разведанного месторождения оформляется в соответствии с требованиями «Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Кабинете Министров Республики Узбекистан материалов по подсчету запасов нефти и газа» (ГКЗ, 2015) и представляется в установленном порядке на рассмотрение в ГКЗ.

50. Рассмотрение и утверждение запасов разведанного месторождения осуществляется ГКЗ в соответствии с «Положением о Государственной комиссии по запасам при Кабинете Министров Республики Узбекистан», утвержденным постановлением КМ Республики Узбекистан от 24.12.2010 г. № 310.

51. Постановка на государственный учет разведанных запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов, вовлечение месторождения в промышленное освоение допускается только при наличии положительного заключения ГКЗ.

52. Разведанные месторождения передаются в промышленное освоение в соответствии с «Положением о порядке передачи-приемке разведанных месторождений нефти и газа, их отдельных участков и скважин для промышленного освоения» (НХК «Узбекнефтегаз», 2011).

53. Вводу месторождения (залежи) в разработку предшествует составление технологического проекта разработки. Технологический проект составляется специализированной организацией и утверждается Центральной комиссией по рассмотрению и согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (ЦКР) при НХК «Узбекнефтегаз».

## **§ 2. Стадия доразведки**

54. Объектами проведения работ на стадии доразведки месторождения (залежи) являются недостаточно изученные горизонты или отдельные участки (блоки) разведанных и разрабатываемых месторождений.

55. На стадии доразведки месторождений (залежей) решаются задачи, указанные в п. 47 настоящей Инструкции.

56. Типовой комплекс работ на стадии доразведки месторождений (залежей) включает:

1) бурение дополнительных разведочных скважин с опытной (пробной) эксплуатацией по отдельным опорным скважинам;

2) проведение детализационных геолого-геофизических работ на площади и в скважинах;

3) переинтерпритация геолого-геофизических материалов с учетом данных по пробуренным скважинам и проведенных детализационных геолого-геофизических исследований.

57. По результатам работ на стадии доразведки месторождения (залежи) производится пересчет запасов углеводородов с переводом на разведанном месторождении запасов категории С<sub>2</sub> в категорию С<sub>1</sub>, на разрабатываемом месторождении – запасы категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> в категорию В. Пересчитанные запасы утверждаются в установленном порядке.

58. В процессе поисково-оценочных и разведочных работ с целью уточнения имеющихся и получения дополнительных данных, необходимых для построения геологической модели месторождения, оценки и подсчета запасов углеводородов и содержащихся в них попутных полезных компонентов, может проводиться опытно-промышленная добыча. Опытно-промышленная добыча углеводородов осуществляется с соблюдением условий в соответствии с Постановлением Президента Республики Узбекистан «О мерах по совершенствованию порядка выдачи лицензий на право пользования участками недр» от 7 июня 2007 г. № ПП-649.

Стадии геологоразведочных работ на нефть и газ, основные их задачи и конечные результаты приведены в таблице.

## Схема стадийности геолого-разведочных работ на нефть и газ

Стадии	Объекты изучения	Основные задачи	Оцененные категории ресурсов, запасов
<b>Региональный этап</b>			
<b>Прогноз нефтегазоносности</b>	<b>Осадочные бассейны и их части</b>	<p>1.Изучение особенностей геологического строения и перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов и их частей, крупных стратиграфических единиц, структурно-тектонических объектов</p> <p><b>2. Выделение нефтегазоперспективных комплексов (резервуаров) и зон возможного нефтегазонакопления, нефтегазогеологическое районирование.</b></p> <p>3. Качественная и частично количественная оценка перспектив нефтегазоносности.</p> <p>4. Выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований.</p>	<b>Прогнозные ресурсы Д<sub>2</sub>, частично Д<sub>1</sub></b>
<b>Оценка зон нефтегазонакопления</b>	<b>Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления</b>	<p>1.Выделение наиболее крупных ловушек и уточнение нефтегазогеологического районирования.</p> <p>2. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности</p> <p>3. Выбор районов и установление очередности проведения на них поисковых работ.</p>	<b>Прогнозные ресурсы Д<sub>1</sub>, частично Д<sub>2</sub></b>
<b>Поисково-оценочный этап</b>			
<b>Выявление объектов поискового бурения</b>	<b>Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью</b>	<p>1. Выявление условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов.</p> <p>2. Выявление локализованных перспективных ловушек.</p> <p>3. Количественная оценка прогнозных локализованных ресурсов.</p> <p>4.Выбор объектов для детализационных работ.</p>	<b>Локализованные прогнозные ресурсы Д<sub>1л</sub></b>

Стадии	Объекты изучения	Основные задачи	Оцененные категории ресурсов, запасов
Подготовка объектов к поисковому бурению	Выявленные ловушки	<p>1. Детализация выявленных перспективных ловушек, позволяющая прогнозировать пространственное положение залежей.</p> <p>2. Количественная оценка ресурсов на объектах, подготовленных к поисковому бурению.</p> <p>3. Выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение.</p>	Перспективные ресурсы С <sub>3</sub>
Поиск и оценка месторождений (залежей)	Подготовленные ловушки. Открытые месторождения (залежи).	<p>1. Выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных комплексов коллекторов и покрышек и определение их геологогеофизических свойств (параметров).</p> <p>2. Выделение, опробование и испытание нефтегазоперспективных пластов и горизонтов. При получении промышленных притоков нефти и газа - установление свойств флюидов и фильтрационно-ёмкостных характеристик.</p> <p>3. Выбор объектов для проведения оценочных работ.</p> <p>4. Установление основных характеристик открытых месторождений (залежей).</p> <p>5. Предварительная оценка запасов открытых месторождений (залежей).</p>	Запасы С <sub>2</sub> , частично С <sub>1</sub> .
<b>Разведочный этап</b>			
Разведка и подготовка месторождения к разработке	Открытые месторождения (залежи)	<p>1. Уточнение геологического строения месторождения (залежей).</p> <p>2. Установление основных геологических и промысловых характеристик месторождения (залежи).</p> <p>3. Подсчет разведанных запасов углеводородов с переводом запасов категории С<sub>2</sub> в категорию С<sub>1</sub>.</p> <p>4. Получение необходимых исходных</p>	Запасы С <sub>1</sub> , частично С <sub>2</sub> .

Стадии	Объекты изучения	Основные задачи	Оцененные категории ресурсов, запасов
		данных для составления технологической схемы разработки месторождения	
<b>Доразведка</b>	<b>Разведанные и разрабатываемые месторождения</b>	<p><b>1. Доизучение нефтегазоносности отдельных изученных горизонтов или участков (блоков) месторождения с уточнением их геологического строения и подсчетных параметров залежи (залежей) углеводородов.</b></p> <p><b>2. Пересчет запасов с переводом</b> на разведанном месторождении запасов категории С<sub>2</sub> в категорию С<sub>1</sub>, на разрабатываемом месторождении – запасы категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> в категорию В</p>	Запасы С <sub>1</sub> , В

Методические документы, регламентирующие проведение исследований на месторождениях нефти и газа

1. Методическое руководство по гидродинамическим исследованиям сложнопостроенных залежей. РН 39.0-083:2012. НХК «Узбекнефтегаз», 2012.
2. Практическое руководство по методике исследования пластовых вод в глубоких разведанных скважинах. РН 39.0-091:2012. НХК «Узбекнефтегаз», 2012.
3. Методические указания по ведению геологоразведочных работ на стадии поисков и разведки месторождений нефти и газа. РН 39.0-103:2012. НХК «Узбекнефтегаз», 2012.
4. Постоянно действующая геолого-технологическая модель месторождения углеводородов. Требования к оформлению. Порядок создания и утверждение. РН 39.0-105:2012. НХК «Узбекнефтегаз», 2012.
5. Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследований. Форма представления результатов. ОСТ 39 -112-80.
6. Инструкция по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин. ВНИИ, 1982.
7. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения водой в лабораторных условиях. ОСТ 39-195-86.
8. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной фильтрации. ОСТ 39-235-89.