

УДК 622.276.001.33

Кончиц А.В.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЕЛИЧИНЫ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕРАСПРЕДЕЛЕННОГО ФОНДА НЕДР ПРИ ПЕРЕХОДЕ НА НОВУЮ КЛАССИФИКАЦИЮ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Рассмотрены результаты технологического обоснования коэффициента извлечения нефти месторождений нераспределенного фонда недр при переходе на новую Классификацию запасов углеводородного сырья. На основании опыта применения «Методических рекомендаций по применению классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючего газа» даны предложения по усовершенствованию и разработке рекомендаций по применению методик(и) по технологическому прогнозу коэффициента извлечения нефти.

***Ключевые слова:** коэффициент извлечения нефти, технологическое обоснование, классификация запасов, переоценка категорий запасов, углеводородное сырье.*

Обоснование величины коэффициента извлечения нефти является одной из важнейших составляющих процесса проведения переоценки категорий и выделению групп запасов нефти и горючих газов месторождений в соответствии с новой «Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов» [Классификация запасов..., 2005].

В 2008-2010 гг. во ФГУП «ВНИГРИ» при участии ведущих нефтяных геологоразведочных институтов всех регионов страны выполнена работа по «Переоценке категорий запасов углеводородного сырья месторождений нераспределенного фонда недр РФ в соответствии с новой классификацией запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (далее «Переоценке...»), в рамках которой проводилась оценка коэффициента извлечения нефти (КИН). Переоценка запасов УВС нераспределенного фонда недр РФ проводилась согласно «Методическим рекомендациям по применению классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючего газа» [Методические рекомендации..., 2007].

В период работы по «Переоценке...» был проведен анализ применяемых методик оперативной оценки КИН, анализ влияния на величину КИН горно-геологических условий залегания, свойств нефти, способов и технологией ее добычи, анализ геолого-промысловой базы данных, технологических показателей и опыта освоения нефтяных месторождений в

России и за рубежом, а также разработаны и апробированы новые методы оперативной оценки КИН.

В настоящее время разработано достаточно много методических подходов оперативной оценки КИН: методы аналогии, статистические, эмпирические, экстраполяционные, определения КИН методом материального баланса и по коэффициентным методом, методы прогнозирования КИН с использованием характеристик вытеснения.

Для оценки КИН при проведении «Переоценки...» ведущими региональными нефтяными геологоразведочными институтами и организациями страны применялись как вышеуказанные методы оперативной оценки, так и новые разработанные методические подходы к оценке КИН:

- ГП НАЦ РН им. В.И. Шпильмана оценка КИН производилась с привлечением данных по схожим объектам соседних разрабатываемых месторождений, с помощью эмпирических зависимостей, методики В.Д. Лысенко и аналитической методики оценки нефтеотдачи, являющейся обобщением методик С.Н. Закирова, В.А. Бадьянова и А.Н. Юрьева;

- ОАО «КамНИИКИГС» для оценки КИН применялись метод аналогии, статистический метод, по коэффициентной методике, методика экспресс-оценки КИН, разработанная во ВНИГРИ;

- ФГУП «НВНИИГГ» для расчета КИН применялись: аналитическая методика института «Гипростокнефть»; геостатическая методика для определения коэффициента извлечения в карбонатных коллекторах порового типа; статистическая методика расчета коэффициента извлечения нефти из терригенных коллекторов Кожакина С.В.; статистическая методика расчета коэффициента извлечения нефти Гомзикова В.К.; экспресс-методика ИГиРГИ расчета значения коэффициента извлечения нефти; оценка конечной нефтеотдачи по методике МИНГЕО-87 для терригенных коллекторов; статистическая методика расчета коэффициента извлечения нефти Гавуры А.В.; статистическая методика расчета коэффициента извлечения нефти Малиновского И.Н.; методика расчета коэффициента извлечения нефти Жданова М.А.; статистическая методика расчета коэффициента извлечения нефти «ВНИИнефть»;

- ФГУП «ЗапСибНИИГГ» - расчёты выполнялись с использованием систем автоматизированного проектирования разработки залежей (САПР) «ГЕКОН»;

- ЗАО НПП «Севкавгеопром» использовались «Методические рекомендации по оценке коэффициентов извлечения нефти...», разработанные ФГУП «ВНИГРИ».

Ниже приведем основные результаты технологического обоснования КИН по Федеральным округам (ФО) РФ при проведении «Переоценки...».

По *Северо-Западному* ФО (Республика Коми, Ненецкий АО) оценка КИН проведена по 31 нефтяному, нефтегазовому, газонефтяному и нефтегазоконденсатному месторождению (по 68 залежам) СЗФО. Основная часть объектов характеризуется значениями КИН, сосредоточенными в интервале 0,25 – 0,25 д. ед. и 0,3-0,35 д. ед. (рис. 1).

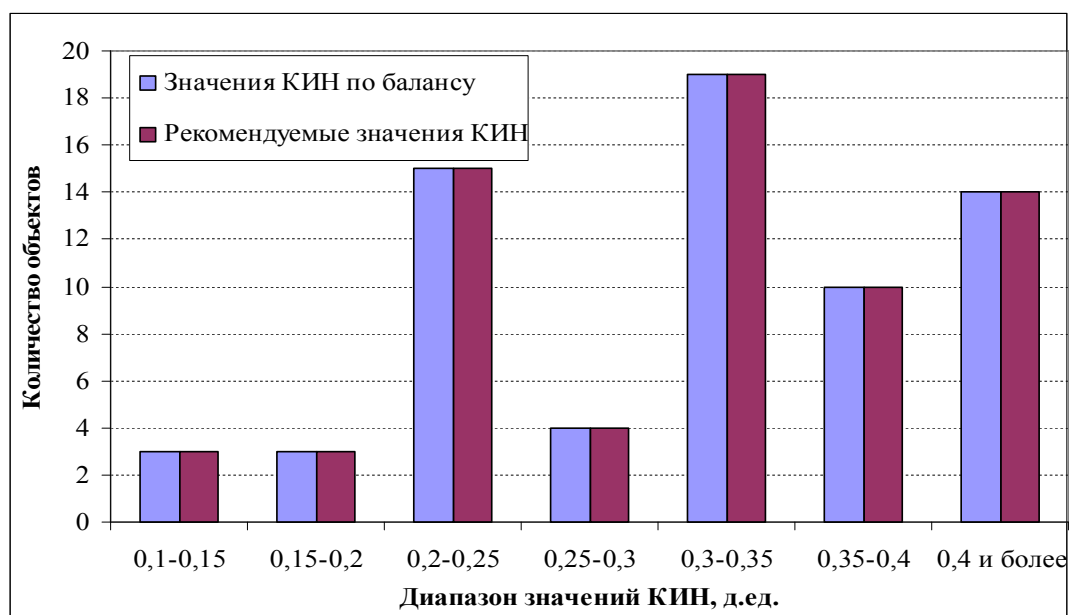


Рис. 1. Распределение рекомендуемых при пересчете значений КИН месторождений нераспределенного фонда недр СЗФО по сравнению с КИН принятыми в Госбалансе запасов

По *Приволжскому* ФО (Пермский Край, Республики Удмуртия и Башкортостан, Оренбургская, Ульяновской, Самарская, Саратовская области) оценка КИН проведена по 151 нефтяному, нефтегазовому, газонефтяному и нефтегазоконденсатному месторождению (по 205 залежам) (рис. 2). Из оцененных значений КИН по нефтяным залежам ПФО 1% (2 залежи) приходится на значения КИН менее 0,1; 22 % (46 залежей) приходится на значения КИН в интервале 0,1-0,2; 33 % (67 залежей) приходится на значения КИН в интервале 0,2-0,3; 25 % (51 залежь) приходится на значения КИН в интервале 0,3-0,4; 13 % (26 залежей) приходится на значения КИН в интервале 0,4-0,5; 6 % (13 залежей) приходится на значения КИН более 0,5.

Основная часть объектов *Уральского* ФО характеризуется значениями КИН (по балансу), достаточно равномерно распределенными в интервале 0,15 – 0,30 д.ед., по результатам переоценки коэффициентов нефтеотдачи большая часть значений сосредоточена в интервале 0,25 – 0,30 д.ед. (рис. 3).

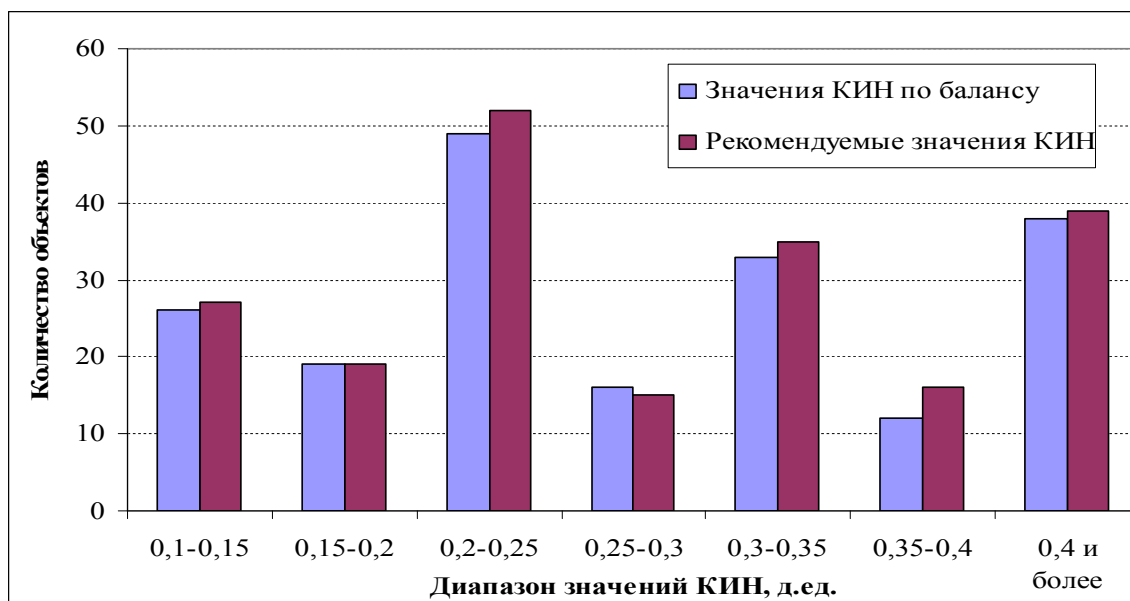


Рис. 2. Распределение рекомендуемых значений КИН месторождений нераспределенного фонда недр Приволжского ФО по сравнению с Госбалансом

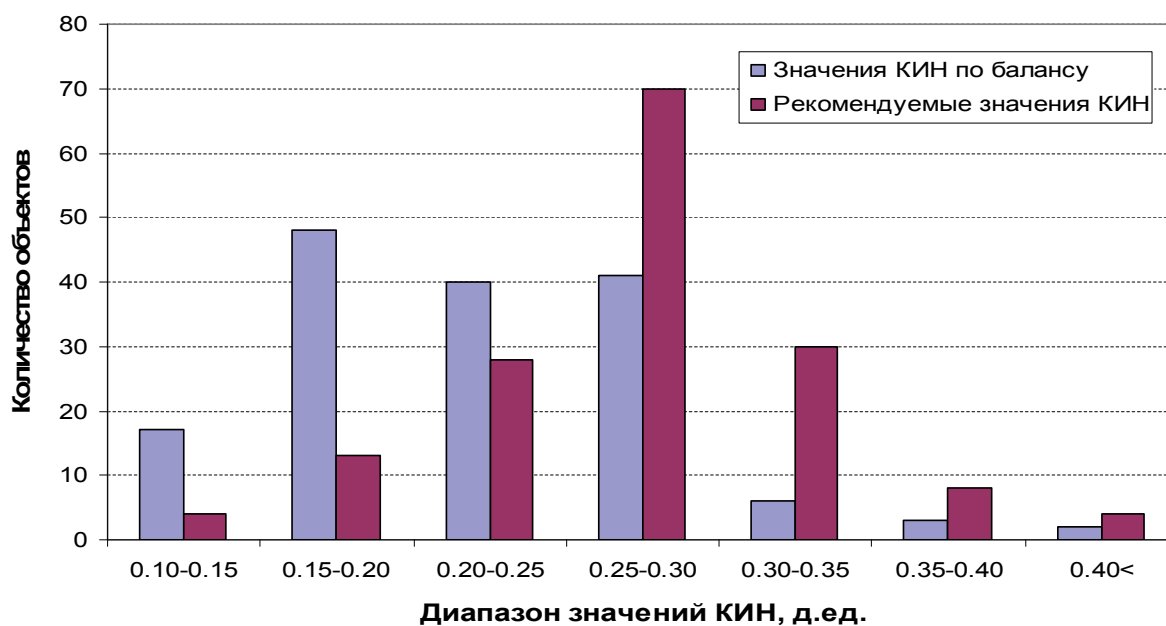


Рис. 3. Распределение рекомендуемых значений КИН месторождений нераспределенного фонда недр ХМАО по сравнению КИН принятыми в Госбалансе

Из оцененных значений КИН по нефтяным залежам ХМАО 4% (5 залежей) приходится на значения КИН в интервале 0,1-0,2; 53 % (68 залежей) приходится на значения КИН в интервале 0,2-0,3; 40 % (51 залежь) приходится на значения КИН в интервале 0,3-0,4; 2 % (3 залежи) приходится на значения КИН в интервале 0,4-0,5; 1 % (1 залежь) приходится на значения КИН более 0,5.

Оценка КИН проводилась по 30 месторождениям Ямало-Ненецкого автономного округа. Из оцененных значений КИН по нефтяным залежам ЯНАО 19 % (13 залежей) приходится на значения КИН в интервале 0,1-0,2; 46 % (32 залежей) приходится на значения КИН в интервале 0,2-0,3; 35 % (24 залежь) приходится на значения КИН в интервале 0,3-0,4.

Основная часть объектов характеризуется значениями КИН, сосредоточенными в интервалах 0,2-0,25, 0,3-0,35 д.ед. (рис. 4).

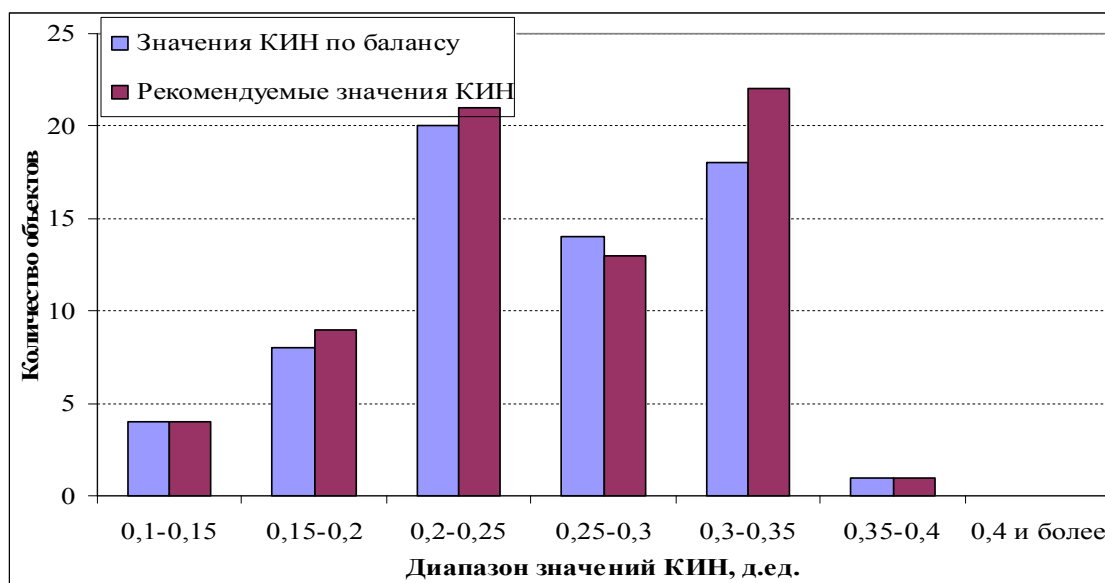


Рис. 4. Распределение рекомендуемых значений КИН месторождений нераспределенного фонда недр ЯНАО по сравнению с Госбалансом

По Южному ФО (Краснодарский, Ставропольский края, Ростовская область, Республика Ингушетия и Чеченская Республика, Волгоградская область и Республика Калмыкия) оценка проведена по 22 нефтяным, газонефтяным и нефтегазоконденсатным месторождениям (27 залежам). Из оцененных значений КИН 7 % приходится на значения КИН в интервале 0,1-0,2; 56 % приходится на значения КИН в интервале 0,2-0,3; 15 % приходится на значения КИН в интервале 0,3-0,4; 11 % приходится на значения КИН в интервале 0,4-0,5; 11 % приходится на значения КИН большее 0,5. Основная часть объектов характеризуется значениями КИН, сосредоточенными в интервале 0,25 – 0,30 д.ед. (рис. 5).

Анализ проведенных работ и их результатов по оценке КИН, анализ применяемых методических подходов к оценке КИН в купе с детальным анализом практики применения «Методических рекомендаций...» выявил их недостатки и обозначил необходимость их доработки, а также разработки более четких критериальных позиций по алгоритму оценки и месту КИН в процессе переоценки запасов при переходе на новую классификацию запасов УВС.

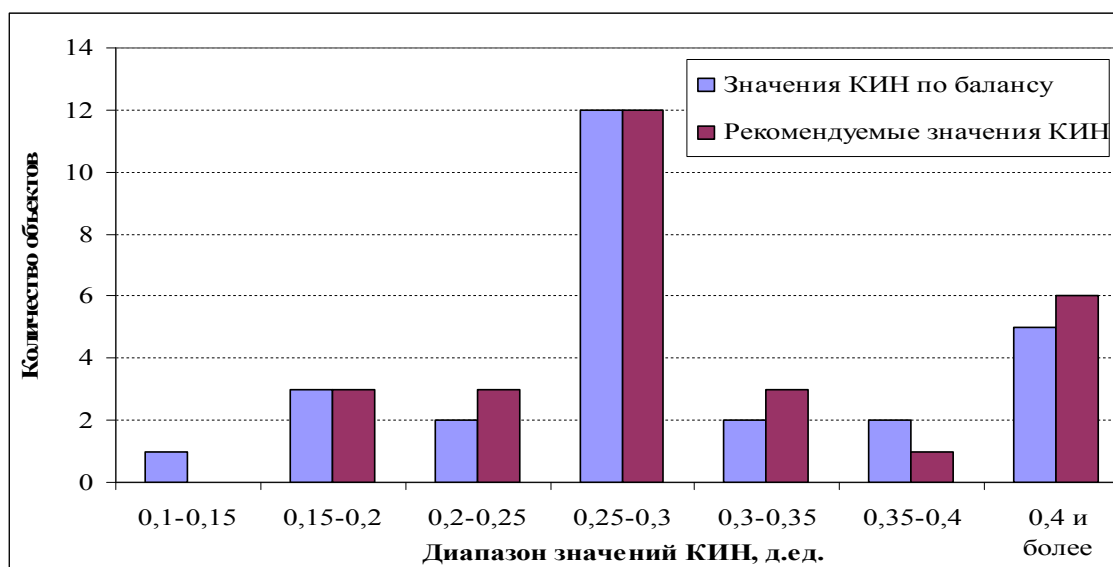


Рис. 5. Распределение рекомендуемых значений КИН месторождений нераспределенного фонда недр Южного ФО по сравнению с Госбалансом

Детальный анализ «Методических рекомендаций...» показывает, что ни терминологически в тексте ни в схеме классификации запасов нет ни формулировки термина КИН, ни рекомендаций по применению конкретных методических подходов к технологическому обоснованию величины КИН. Кстати, такая же ситуация и с коэффициентами извлечения газа и конденсата.

Отсутствие в «Методических рекомендациях...» четких предложений и критериев проведения оценки КИН, отсутствие сущностного понятия термина КИН применительно к новой классификации, существование большого количества методических подходов к оценке КИН, в купе с недостаточностью геолого-геофизической информации по месторождениям нефти нераспределенного фонда недр РФ, предопределило разноуровневый и разнообоснованный подход исполнителей работы к оценке КИН.

Несмотря на то, что в настоящее время разработано достаточно много методических подходов оперативной оценки КИН, утвержденных и общепризнанных методик оценки КИН на стадии поисков и разведки нефтяных месторождений нет. Ведь каждый из методических подходов обладает своими достоинствами и недостатками, что вполне объяснимо сложностью задач при минимуме и невысоком качестве информации и, разработан исходя из специфических особенностей и различия природных характеристик и условий освоения месторождений различных нефтегазоносных регионов, а также из различия региональных научных подходов для оценки КИН. Выбор методов оценки КИН определяется объемом накопленной геолого-промысловой информации, заданной точностью расчета и стадией освоения месторождения. На стадии поисков и разведки нефтяных месторождений точное

определение величины КИН затруднено из-за дефицита информации. Поэтому необходимо применять комплексирование методов, определяя диапазоны значений КИН, отбраковывая некорректные результаты методов для данного подсчетного объекта, выделяя при этом базовый метод и, соответственно, искомое значение КИН. При комплексировании нескольких методов расчета КИН недостатки определенного метода в значительной мере нивелируются, а достоверность оценки нефтеизвлечения возрастает пропорционально количеству применяемых методов расчета.

Базируясь на результатах анализа практического применения методик расчета КИН, предлагается проводить расчет КИН по трем-четырем методам с учетом различных геолого-промысловых характеристик, режимов залежей и других факторов с дальнейшим выбором оптимального значения базового КИН для дальнейших повариантных расчетов технологических показателей разработки нефтяных объектов.

При проведении переоценки запасов нефти месторождений нераспределенного фонда в силу ограниченной исходной информации целесообразно применять экспресс - подходы для обоснования КИН.

Для усовершенствования «Методических рекомендаций...» необходимо сформулировать критерии применимости детерминированных моделей для решения задачи обоснования КИН.

Необходимо рекомендовать набор статистических методик для расчета КИН. Каждую из методик рекомендуемого набора необходимо сопровождать подробной инструкцией (алгоритмом) ее использования.

Необходимо, чтобы Классификация и Методические рекомендации содержали рекомендации по использованию этих или иных методик оценки КИН.

Следует также остановиться на проблеме сущностного понятия КИН, роли и места оценки КИН в процессе переоценки запасов при переходе на новую классификацию. Исходя из алгоритма определения категорий запасов по степени промышленного освоения и геологической изученности в схеме классификации запасов (рис. 6) после подсчета геологических запасов нефти следующим этапом определяются группы по промышленной значимости и экономической эффективности, т.е. выпадает оценка технологически извлекаемых запасов и, естественно, этап оценки КИН.



Рис. 6. Классификация запасов [Методические рекомендации..., 2007]

Поэтому целесообразно уточнить алгоритм переоценки запасов нефти при переходе на новую классификацию, уточнить вводимую классификацию, выделив группы технологически извлекаемых, высокорентабельных и низкорентабельных запасов и, соответственно, сам алгоритм последовательной оценки запасов нефти и газа по новой классификации. Предлагаемая принципиальная схема классификации запасов нефти приведена на рис. 7, в которой четко просматривается место и роль оценки КИН при переоценке запасов нефти.

Практический опыт работы по «Переоценке категорий запасов углеводородного сырья месторождений нераспределенного фонда недр РФ» показывает необходимость продолжения работ по апробации новой «Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», по усовершенствованию и разработке рекомендаций по применению методик(и) по технологическому прогнозу КИН, а также КИГ и КИК.

ФГУП «ВНИГРИ» предлагает для оценки коэффициента извлечения нефти на стадии поисков и разведки месторождений нефти при подсчете запасов нефти использовать разработанную экспресс-методику оценки коэффициента извлечения нефти на ранних стадиях освоения нефтяных месторождений, а также при проведении переоценки запасов

нефти и газа месторождений нераспределенного фонда по новой классификации запасов УВС.

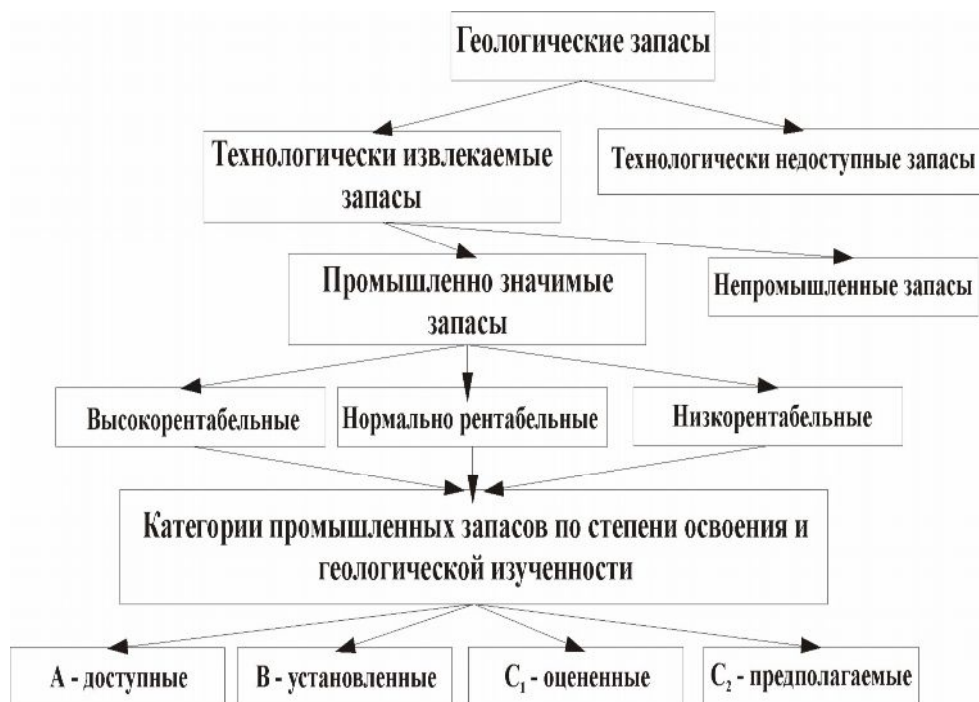


Рис. 7. Принципиальная схема классификации запасов нефти и газа

Значительное накопленное количество фильтрационно - емкостных свойств пластов - коллекторов, опыт разработки нефтяных и газовых месторождений позволили выявить и систематизировать наиболее влияющие и определяющие продуктивность и, соответственно, нефтеизвлечение пласта-коллектора природные натуральные факторы, их характеристики и диапазоны изменений геолого-физических свойств коллекторов пластов, разработать сводный сортоклассификатор геолого-физических свойств коллекторов нефтяных пластов, количественно оценить долю их (природных факторов) влияния на нефтеизвлечение, вывести комплексный параметр нефтепродуктивности пласта, с использованием которого определяется нефтеотдача пласта, технологические показатели разработки нефтяных месторождений. В результате многофакторного регрессионно-корреляционного анализа геолого-промысловых показателей нефтяных месторождений и их горно-геологических условий выявлено, что на продуктивность и связанную с ней нефтеотдачу пластов из многообразия природных факторов наибольшее влияние в разной степени оказывают следующие: емкость пласта, нефтепроницаемость, нефтенасыщенность, плотность дегазированной нефти, вязкость пластовой нефти, газонасыщение, парафиносодержание, асфальтосмолосодержание, расчлененность пласта, пластовое давление и температура, а также температурный фактор насыщения нефти парафинами и асфальтенами. [Заикин,

Харчиков, 1986]. Наиболее сильное влияние на нефтеизвлечение из вышеперечисленных факторов оказывают нефтепроницаемость, вязкость пластовой нефти, расчлененность пласта, фактор насыщения нефти парафинами и асфальтенами. В результате анализа выведены уравнения влияния каждого из факторов на продуктивность пласта-коллектора. По результатам исследований был выведен безразмерный комплексный параметр нефтепродуктивности пласта Б, интегрально учитывающий 13 вышеназванных основных параметров, определяющих нефтепродуктивность и нефтеотдачу пласта [Заикин, Харчиков, 1986; Кончиц, Заикин, Кончиц, 2009].

На основании проведенных исследований разработана экспресс-методика оценки коэффициента извлечения нефти на ранних стадиях освоения нефтяных месторождений, а также при проведении переоценки запасов нефти и газа месторождений нераспределенного фонда по новой классификации запасов УВС. Экспресс-методика включает в себя несколько экспресс-методов (табл. 1), выведенных на базе системного подхода, разработанного на его основе сводного сортоклассификатора геолого-физических свойств пласта, комплексного параметра нефтепродуктивности пласта, оценки влияния разных факторов на КИН [Кончиц, Заикин, Кончиц, 2009].

Таблица 1

Сводная таблица предлагаемых методов ФГУП «ВНИГРИ» для оценки КИН

N п/п	Символ	Название метода (краткое сущностное название)	Содержание метода
1	КИН _{АСМ}	Аналого-статистический (метод производных)	Расчет производных от ФЭС пласта с оценкой параметра его нефтепродуктивности Б и нормализованного значения КИН _{АСМ} .
2	КИН _{рэм}	Расчетно-экспериментальный (покоэффициентный метод)	Экспериментально-аналитическое определение нефтевытеснения и охвата разработкой всех составляющих КИН _{рэм} .
3	КИН _{им}	Интегральный (факторный метод)	Оценка многофакторной динамики фильтрационно-емкостного и охватно-энергетического нефтеизвлечения.
4	КИН _{птм}	Повариантно-технологический (на основе выбранного базового варианта)	Повариантная оптимизация нефтеизвлечения при изменении фонда скважин, удельных отборов и плотности разбуривания.

Во всех предлагаемых методах принципиально принята гидродинамическая модель двухфазной пластовой фильтрации при активном нефтевытеснении водой. Особенностью предлагаемых методов является единый универсальный подход к учету типа коллекторов (терригенный, карбонатный) и их емкостной структуры с помощью сортоклассификатора нефтегазовых пластов-коллекторов по фильтрационно-ёмкостным свойствам и применения коэффициента приведенной емкости пластов [Заикин, Кончиц, Кончиц, 2002].

Разработанные методы предлагаются к применению в нефтегазоносных регионах применительно как к месторождениям с карбонатными коллекторами, так и с терригенными. Предлагаемые методы возможно использовать как основные, так и как дополнительные к методам адаптированным и широко применяемым в нефтегазоносном регионе.

Разработанные методы оценки КИН в период работы по переоценке были апробированы во время работы по переоценке по оценке КИН по месторождениям Северо-Западного, Приволжского и Южного федеральных округов.

В настоящее время во ФГУП «ВНИГРИ» идет доработка и апробация методики (модели) расчета КИН и основных технологических показателей разработки месторождений нефти на примере Тимано-Печорской провинции.

По итогам анализа результатов оценки КИН разработанные методы оценки КИН могут быть рекомендованы для практического использования и включения, наряду с другими методами, в методические рекомендации по переоценке запасов УВС.

Литература

Заикин Н.П., Кончиц А.В., Кончиц Е.Н. Классификация нефтегазовых пластов по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2002. - №12. - С. 51-53.

Заикин Н.П., Харчиков П.К. Оценка продуктивности нефтяных пластов по комплексу геолого-промысловых данных // Пути развития и перспективы бурения геологоразведочных скважин Белоруссии. - Минск, 1986. - С. 125-130.

Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Утверждена приказом МПР РФ от 01.11.2005 г. №298.

Кончиц А.В., Заикин Н.П., Кончиц Е.Н. Геолого-экономическая оценка нефтегазовых ресурсов НАО России // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2003. - №6.

Методические рекомендации по применению Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом МПР РФ от 01 ноября 2005 г. №298. Приказ МПР РФ от 05.04.2007 г. и Роснедра от 09.04.2007г. №23.

Кончиц А.В., Заикин Н.П., Кончиц Е.Н. Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти // Нефтегеологические исследования и вопросы рационального освоения углеводородного потенциала России: Сборник научных статей. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. - С. 70-80.

Рецензент: Батурин Юрий Николаевич, доктор геолого-минералогических наук.

Konchits A.V.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia,
ins@vnigri.ru

ESTIMATION OF THE OIL RECOVERY FACTOR FOR FIELDS IN UNLICENSED AREA ACCORDING TO THE NEW RUSSIAN CLASSIFICATION OF HYDROCARBON RESERVES

The results of substantiation of the oil recovery factor for accumulations in unlicensed areas according to new Russian classification of hydrocarbon reserves are analyzed. Solutions for improving and developing of forecast technique of oil recovery factor are exposed.

Key words: *oil recovery factor, technological, classification of reserves, revaluation of reserves' categories, hydrocarbons.*

References

Zaikin N.P., Končic A.V., Končic E.N. Klassifikaciâ neftegazovyh plastov po fil'tracionno-emkostnym svojstvam (FES) // Geologiâ, geofizika i razrabotka neflânnyh i gazovyh mestoroždenij, 2002. - #12. - S. 51-53.

Zaikin N.P., Harčikov P.K. Ocenka produktivnosti neflânnyh plastov po kompleksu geologo-promyslovyh dannyh // Puti razvitiâ i perspektivy bureniâ geologorazvedočnyh skvažin Belorussii. - Minsk, 1986. - S. 125-130.

Klassifikaciâ zapasov i prognoznyh resursov nefli i gorûčih gazov. Utverždena prikazom MPR RF ot 01.11.2005 g. #298.

Končic A.V., Zaikin N.P., Končic E.N. Geologo-èkonomičeskaâ ocenka neftegazovyh resursov NAO Rossii // Geologiâ, geofizika i razrabotka neflânnyh i gazovyh mestoroždenij, 2003. - #6.

Metodičeskie rekomendacii po primeneniû Klassifikacii zapasov i prognoznyh resursov nefli i gorûčih gazov, utverždennoj prikazom MPR RF ot 01 noâbrâ 2005 g. #298. Prikaz MPR RF ot 05.04.2007 g. i Rosnedra ot 09.04.2007g. #23.

Končic A.V., Zaikin N.P., Končic E.N. Èkspress-ocenka koèfficienta izvlečeniâ nefli // Neftegeologičeskie issledovaniâ i voprosy racional'nogo osvoeniâ uglevodorodnogo potenciala Rossii: Sbornik naučnyh statej. – SPb.: VNIGRI, 2009. - S. 70-80.

© Кончиц А.В., 2011