

**СОПОСТАВЛЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ
ПО РОССИЙСКОЙ И МЕЖДУНАРОДНОЙ SPE
КЛАССИФИКАЦИЯМ НА ПРИМЕРЕ
ВИКТОРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

М.Э. МЕРСОН, В.А. ГОРБУНОВА

Пермский государственный технический университет

В статье проведена оценка начальных геологических запасов по российской классификации и международной классификации SPE, сравнение и анализ полученных результатов на примере Викторинского месторождения. Также приведена краткая характеристика сравниваемых классификаций и их особенности.

В современных условиях в связи с переходом экономики нашей страны на рыночные отношения и с потребностью крупных отечественных нефтяных компаний в зарубежных инвестициях и кредитах иностранных банков возникает необходимость производить оценку запасов по международным стандартам. Отечественные компании, работающие на международных рынках, оценивают свои запасы и ресурсы как по российской, так и по международной классификации. Такая оценка и сопоставление получившихся результатов были проведены на примере Викторинского месторождения, расположенного в Октябрьском районе Пермского края.

Викторинское месторождение открыто в 2004 г. в результате бурения двух поисковых скважин № 53, 65 и в данный момент не разрабатывается, поэтому актуально в данный момент провести подсчет начальных геологических запасов, по результатам которого составляются все проектные документы. В результате исследований в этих скважинах получены необходимые параметры для подсчета запасов по промышленным категориям. Скважина 53, пробуренная на северном куполе Ново-Уясской структуры, введена в пробную эксплуатацию в 2006 г. В результате ГИС и испытаний в колонне скважины 53 была установлена

промышленная нефтеносность пластов Т₃, Мл, Тл_{2б}, Тл_{2а} и определены необходимые параметры для подсчета запасов, на основе которого составляются проектно-технологические документы для дальнейшей разработки месторождения (технологическая схема).

Подсчет запасов Викторинского месторождения проводился в соответствии с «Временной классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» 2001 г., в основе которой заложен принцип всех российских классификаций – принцип геологической изученности [1]. Так, если в результате бурения разведочных скважин достаточно хорошо изучена модель залежи, то запасы относят изначально к категории С₁, составляется технологическая схема и далее проект разработки, производится эксплуатация (коэффициент извлечения принимается сразу максимально возможным), запасы переводятся по мере изученности в категории А и В, при этом сумма запасов А+В+С₁ остается практически постоянной для данной площади. Таким образом, российская классификация определяет максимальный вероятностный потенциал запасов, который, возможно, будет достигнут при повышении разведанности, применении прогрессивных технологий нефтеизвлечения и изменении экономических условий [4].

Однако в сегодняшних условиях одной геологической изученности недостаточно. Появляются еще два очень важных фактора – экономическая рентабельность и степень промышленного освоения.

В настоящее время действует и является обязательной для всех зарубежных компаний унифицированная в 1997 г. единая классификация, которая была подготовлена специалистами Общества инженеров-нефтяников США (Society of Petroleum Engineers – SPE) (рис. 1). Эта классификация признается Лондонской, Нью-Йоркской и другими фондовыми биржами, а также комиссией США по ценным бумагам и фондовым биржам [2]. По классификации SPE доказанные запасы увеличиваются с каждой пробуренной скважиной. На практике для поисковой стадии доказанные запасы составляют лишь 5 % от С₁, при увеличении количества разведочных скважин она увеличивается до 15 %. По мере эксплуатационного разбуривания (и перевода части запасов из категории С₁ в В и А) доля доказанных запасов возрастает до 50–70 %, в то время как сумма запасов категорий А+В+С₁ остается практически постоянной [1].

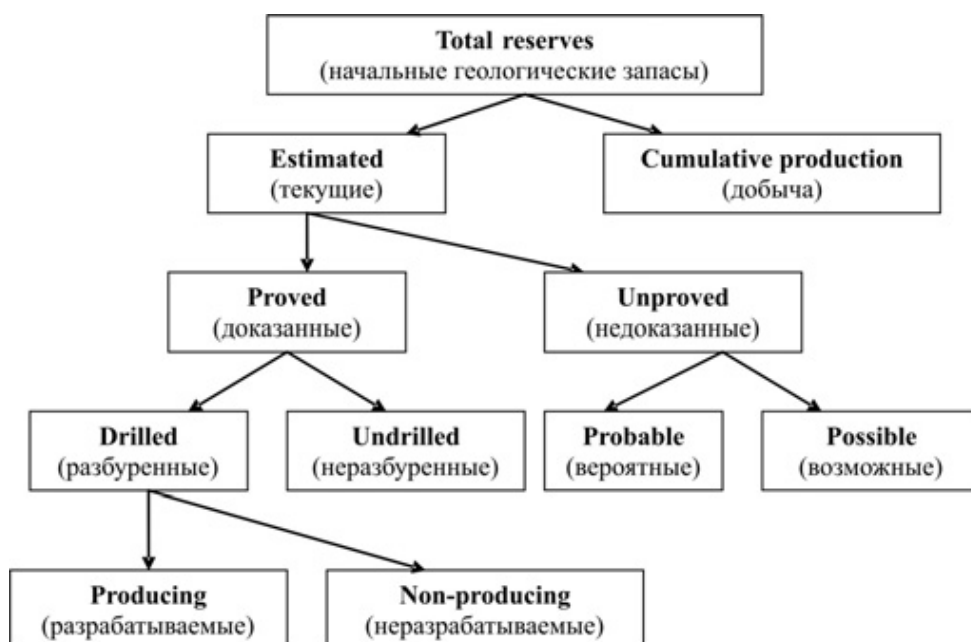


Рис. 1. Классификация запасов SPE

Доказанные запасы – количество нефти и природного газа, возможность извлечения которых из известных залежей при существующих экономических условиях обоснована инженерно-геологическими данными. Запасы относят к доказанным, если промышленная (рентабельная) добыча подтверждается эксплуатацией или опробованием, а в отдельных случаях при достаточной надежности – исследованиями керна и материалами ГИС.

Доказанные разбуренные запасы (PDP) – запасы, разработка которых возможна существующими скважинами с применением освоенного оборудования и технологии.

Доказанные разбуренные неразрабатываемые запасы (PDNP) – запасы, которые могут быть извлечены из вскрытых интервалов пластов по скважинам, еще не начавшим добычу ко времени подсчета запасов или законсервированным по техническим причинам («простаивающие запасы»), а также из интервалов, для извлечения из которых по скважинам необходимо провести дополнительные работы по вскрытию пласта («затрубные запасы»).

Доказанные неразбуренные запасы (PUD) – запасы, которые могут быть извлечены с помощью: 1) бурения новых скважин на неразбуренных

участках залежи; 2) углубления существующих скважин до данного продуктивного пласта; 3) внедрения методов повышения нефтеотдачи.

Недоказанные запасы (вероятные и возможные) (PRB, PSB) – количество нефти и газа, определяемое на основе инженерно-геологических данных, аналогичных используемым при подсчете доказанных запасов. Но к категории доказанных не позволяет их отнести неопределенность, связанная с техническими, коммерческими, экономическими аспектами их применения и нормативной базой.

Вероятные (PR) В запасы менее достоверны, чем доказанные, и их можно оценить со степенью достоверности, достаточной для определения того, что их скорее можно извлечь, чем нельзя.

Возможные (PSB) запасы менее достоверны, чем вероятные, и выполнить их оценку можно с низшей степенью достоверности [2].

Принято считать, что международной категории доказанных запасов (которая включает доказанные разбуренные = разрабатываемые + неразрабатываемые, а также доказанные неразбуренные) соответствует по классификации РФ сумма запасов $A + B + C_1$. Поэтому сопоставление запасов по двум классификациям проводилось на примере пластов Т₃ и Мл, так как на пластах Тл_{2б} и Тл_{2а} выделены на данный момент только запасы категории С₂.

В соответствии с классификацией, действующей в России, на участке около единичной скважины 53 с промышленным притоком в радиусе, равном удвоенному расстоянию (2l) между добывающими скважинами, выделяются запасы категории С₁. Запасы остальной части залежи относятся к категории С₂ (рис. 2).

К доказанным запасам (по классификации SPE) относят запасы участка залежи, вскрытого бурением, а также прилегающих к нему еще не разбуренных участков, которые могут быть достоверно оценены как рентабельные. Размеры участка залежи с запасами категории доказанных разбуренных (PDNP) определяются размерами участка, дренируемого скважиной 53 при ее эксплуатации, – квадратный участок площадью 25 га/скв (при сетке 500×500 м) [1].

К доказанным неразбуренным (PUD) запасам относятся квадратные участки залежи, примыкающие к участку с пробуренной скважиной в центре.

Запасы за границами участков залежи, вмещающих доказанные запасы, относят к категории вероятных (см. рис. 2).

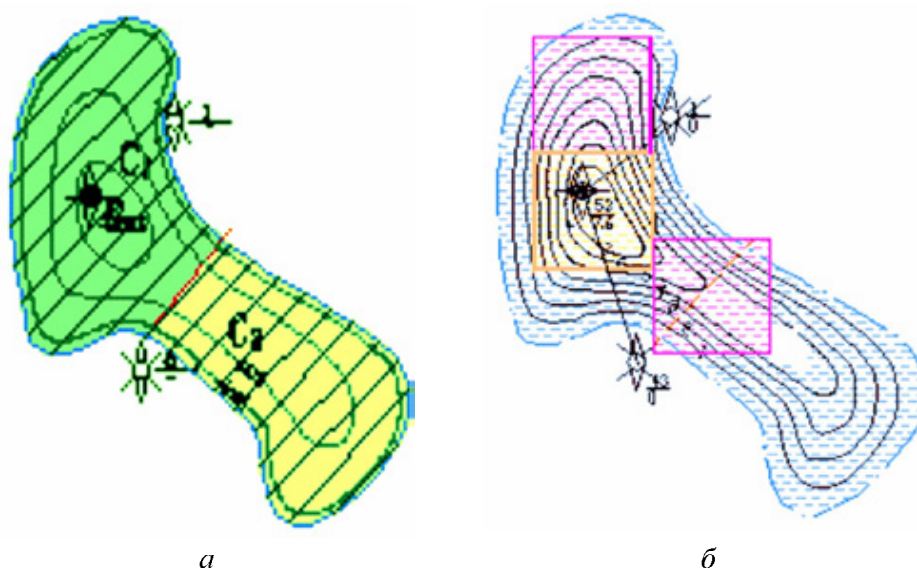


Рис. 2. Пример выделения категорий запасов в пласте T_3 Викторинского месторождения в соответствии:
 а) с российской классификацией б) с международной SPE классификацией

Таким образом, после выделения категорий запасов по каждому пласту производится подсчет запасов объемным методом по двум классификациям.

Объемный метод применим на объектах, находящихся на любой стадии изученности – от поисково-оценочного этапа до этапа разработки. Общая формула для подсчета балансовых запасов нефти объемным методом:

$$Q_0 = F h_{\text{эф.н/н}} k_{\text{о.п.}} k_{\text{н}} \Theta \rho_{\text{н}},$$

где $Q_{\text{н}}$ – балансовые запасы нефти, тыс. т.; F – площадь залежи, тыс. м^2 ; $h_{\text{эф.н/н}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина коллектора, м; $k_{\text{о.п.}}$ – коэффициент открытой пористости, д. ед.; $k_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; Θ – пересчетный коэффициент; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, кг/м^3 .

Подсчетные параметры определяются следующим образом:

♦ Площадь залежи:

– при подсчете по российской классификации определяется планиметрированием подсчетного плана – по итогам построения схемы

обоснования ВНК, детализации конфигурации изогипс посредством бурения разведочных скважин;

– при подсчете по классификации SPE сводится к вычислению площади квадратных участков.

♦ Эффективная нефтенасыщенная толщина определяется в каждой скважине поинтервально, с учётом кондиционных значений ФЕС. По данным полученных толщин строится карта изопакит и толщина определяется как средневзвешенная по площади.

♦ Коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности определяются по данным ГИС или лабораторных исследований керна с учётом кондиционных значений ФЕС. Могут рассчитываться как среднеарифметические или как средневзвешенные по площади и объему.

♦ Пересчётный коэффициент и плотность нефти определяются по пробам флюидов и рассчитываются как среднеарифметические или как средневзвешенные по площади.

В целом по Викторинскому месторождению балансовые запасы нефти по российской классификации составили по категории C_1 – 565 тыс. т.; по категории C_2 – 559 тыс. т. По классификации SPE начальные геологические запасы по категории «доказанные» составили 556 тыс. т., недоказанные 540 тыс. т. В итоге, сравнивая полученные результаты, доказанные запасы составляют 98 % от запасов категории C_1 (балансовые) по российской классификации (таблица).

Таблица

Сопоставление доказанных запасов нефти
с запасами категории C_1 по классификациям SPE и РФ

Категория	По оценке SPE (начальные геологические)		По оценке РФ (балансовые)	% доказанных от C_1
	тыс. т	% от суммы доказанных запасов	C_1	
Доказанные неразрабатываемые	394	70,8		69,4
Доказанные неразбуренные	162	29,2		28,6
Итого	556	100	565	98

Разница в величине запасов обусловлена различными подходами к определению площади залежи. В частности, площадь категории доказанных запасов меньше, чем площадь запасов с категорией C_1 .

Итоги свидетельствуют о том, что подходы к оценке начальных геологических запасов объемным методом классификаций РФ и SPE практически идентичны и дают сходные результаты.

Список литературы

1. Кравченко Т.П. Ресурсоведение нефти и газа: учеб. пособие / Т.П. Кравченко. – М.: ГЕОС, 2004. – 196 с.
2. Мандрик И.Э. Применение статистических методов для сопоставления запасов нефти по российской и международной классификациям / И.Э. Мандрик // Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2003. – 142 с.
3. Лидерство нужно постоянно подтверждать (основные результаты международного аудита запасов нефти и газа ОАО «ЛУКОЙЛ» в 1996–2000 гг.) / И.Э. Мандрик [и др.] // Нефть России. – № 1. – 2001. – С. 10–13.
4. Халимов К.Э. Эволюция отечественной классификации запасов нефти и газа / под ред. Э.М. Халимова. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2003. – 188 с.: ил.