

www.rudmet.ru

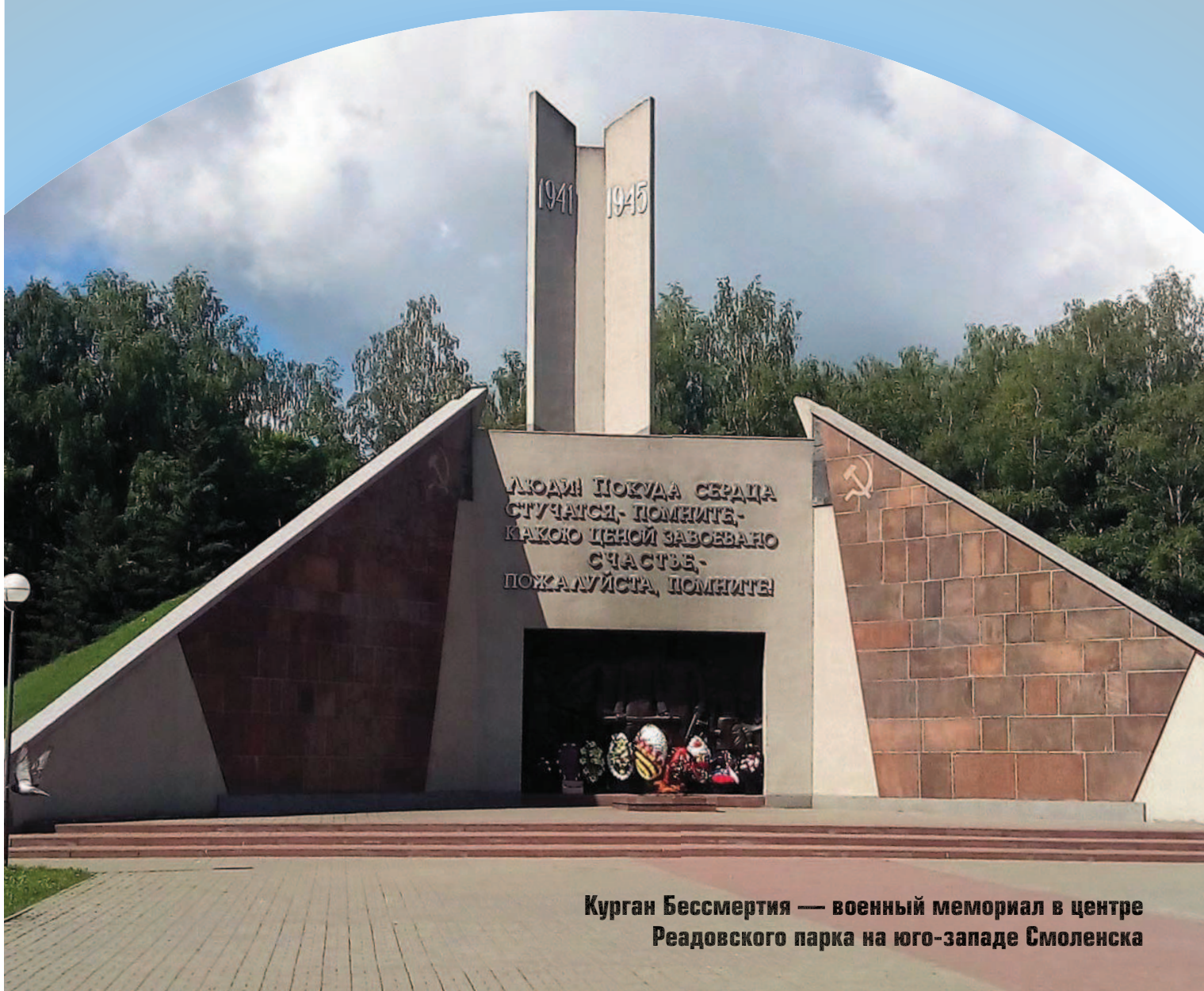
ISSN 0017-2278

ЛОРИШЫЙ ЖУРНАЛ

194 года

Издается с 1825 года
(№ 2262)

5.2019



Курган Бессмертия — военный мемориал в центре
Реадовского парка на юго-западе Смоленска



Уважаемые читатели!

В этом году отмечается 74-я годовщина Победы в Великой Отечественной войне. Тяжелые испытания достались нашей Родине во время войны. Лишь благодаря массовому героизму всего советского народа, его вооруженных сил на фронте и самоотверженному труду работников в тылу стала возможной Победа в этой страшной войне.

Весомую лепту в нее внес и «Горный журнал». Возобновив свою деятельность после вынужденного с началом войны перерыва, журнал сразу же включился в распространение передового опыта горных предприятий страны по обеспечению народного хозяйства минеральным сырьем, необходимым для Победы.

В едином воинском и трудовом порыве находился весь наш многонациональный народ, свидетельством чему явились наградные списки тех лет. Каждая республика направляла на фронт свои национальные формирования.

В данном номере «Горного журнала» публикуется статья о вкладе воинов-азербайджанцев в Победу в Великой Отечественной войне. Прослежен ратный путь 77-й стрелковой дивизии, укомплектованной уроженцами Азербайджана. В честь подвигов бойцов дивизии при освобождении Крыма от фашистских захватчиков на склонах Сапун-горы воздвигнут величественный мемориал. Это один из многочисленных примеров заслуг наших войск в победе над врагом. Этот памятник был воздвигнут недалеко от Севастополя еще в советское время, он является символом народной памяти и благодарности павшим и живым в Великой Отечественной войне.

Также в номере публикуются статьи специального характера. В первую очередь заслуживает внимания статья ведущих ученых в области горного дела по формированию природно-технических систем разработки месторождений на основе конвергентных технологий. Реализация этого научного направления позволит кардинально улучшить экологическую ситуацию в районах интенсивного развития горнодобывающей промышленности.

Интересна новизной статья по маркшейдерской тематике с Урала, в которой отражены особенности инструментальных наблюдений за горными работами при комбинированной разработке в условиях Гайского горно-обогатительного комбината.

Привлечет внимание специалистов статья об оценке устойчивости бортов карьера в трещиноватых скальных массивах золоторудных месторождений Средней Азии.

Блок экономических статей, связанных с новым подходом к оценке экономической эффективности экологически ориентированного управления современным горным предприятием, вопросам рентного регулирования и налогового администрирования в горнодобывающем производстве, будет интересен в первую очередь экономическим службам действующих предприятий.

Особенности рационального применения структур комплексной механизации карьеров в условиях Крайнего Севера изложены в совместной статье ученых Сибирского федерального университета и компании «Полюс».

Тематика экологии и охраны окружающей среды, как всегда, наиболее востребована и актуальна, поэтому статьи этой тематической направленности из Горного института НИТУ «МИСиС» и Пермского государственного национального исследовательского университета, безусловно, будут замечены читателями «Горного журнала».

В заключение хотелось бы подчеркнуть, что «Горный журнал», стараясь высоко держать планку авторитетного журнала по горному делу, остается достаточно доступным для публикаций научных и производственных достижений многочисленного содружества горных инженеров.

А. Г. Воробьев,
шеф-редактор Издательского дома
«Руда и Металлы»

СОДЕРЖАНИЕ

<i>Эфендиева З. Дж., Воробьев А. Г., Валиев Н. Г.</i> Вклад воинов-азербайджанцев в победу в Великой Отечественной войне	4
--	---

НАУКА И ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

<i>Трубецкой К. Н., Мясков А. В., Галченко Ю. П., Еременко В. А.</i> Обоснование и создание конвергентных горных технологий подземной разработки мощных месторождений твердых полезных ископаемых	6
---	---

СЫРЬЕВАЯ БАЗА

<i>Лобанков В. М., Ахметова Л. Р., Гарейшин З. Г., Мамонтов Н. М.</i> Метрологические требования к геофизическим данным при оценке запасов нефти	14
---	----

МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО

<i>Дик Ю. А., Иванов Ю. С., Кольцов П. В., Красавин А. В.</i> Инструментальный маркшейдерский мониторинг геомеханических процессов при комбинированной разработке месторождений	18
--	----

ФИЗИКА ГОРНЫХ ПОРОД И ПРОЦЕССОВ

<i>Рыбин В. В.</i> совершенствование геомеханического обоснования рациональных конструкций бортов карьеров в скальных, тектонически напряженных породах	25
<i>Верколанцев А. В., Шулаков Д. Ю., Дягилев Р. А.</i> Особенности оценки сейсмического воздействия буровзрывных работ	29
<i>Чукин Б. А., Чукин Р. Б.</i> Вероятностная оценка устойчивости бортов карьера в трещиноватых скальных массивах	36

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ГОРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

<i>Альменко Д. Н., Соловьев В. А., Аптуков В. Н., Котляр Е. К.</i> Применение облепченных видов крепи при поддержании приствольных выработок в соляных породах	42
--	----

ЭКОНОМИКА, ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ

<i>Александров Г. А., Яблонев А. Л.</i> Рентное регулирование и налоговое администрирование как факторы инвестиционной привлекательности торфодобывающего производства	46
<i>Лозовская Я. Н., Франкевич Ж. А.</i> Совершенствование подходов к оценке эффективности внедрения системы экологически ориентированного управления предприятием	51

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

<i>Дудинский Ф. В., Нечаев К. Б.</i> Разработка глубоких россыпей драгами встречными смежными ходами	54
---	----

ОБОРУДОВАНИЕ И МАТЕРИАЛЫ

<i>Кузнецов Д. В., Косолапов А. И., Малофеев Д. Е.</i> Обоснование технологических комплексов горнотранспортного оборудования для рудных карьеров Севера	59
--	----

<i>Илясов В. Н., Мракин А. Н., Селиванов А. А., Морев А. А.</i> Мобильная буровая добывающая установка для извлечения горючих сланцев Поволжья	64
--	----

<i>Болобов В. И., Чупин С. А., Бочков В. С., Мишин И. И.</i> Увеличение срока службы породоразрушающих резцов путем повышения износостойкости их державок термомеханической обработкой	67
---	----

<i>Зубков А. А., Калмыков В. Н., Кутлубаев И. М., Мухамедьярова М. С.</i> Расчет несущей способности трубчатого анкера фрикционного типа	72
---	----

<i>Джаббарова Г. В., Бейлярова Г. А., Давари М. А.</i> Новые конструкции бурильных колонн для бурения наклонных скважин в условиях континентального шельфа	76
--	----

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО. АВТОМАТИЗАЦИЯ

<i>Нос О. В., Дыбко М. А.</i> Технические средства повышения энергоэффективности систем электроснабжения предприятий минерально-сырьевого комплекса	82
---	----

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

<i>Коваленко В. С.</i> О проблеме ресурсосбережения и охраны окружающей среды при открытой разработке месторождений полезных ископаемых в рамках концепции «зеленой» экономики	87
---	----

<i>Хайрулина Е. А., Кудряшова О. С., Новоселова Л. В.</i> Проблемы рекультивации солеотвалов калийных предприятий	90
--	----

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

<i>Мясков А. В., Еременко В. А., Лушников В. Н., Мансуров В. А., Бабкин Е. А.</i> Актуальность и пути подготовки инженеров-геотехников для горных предприятий Российской Федерации	96
--	----

ЮБИЛЕИ

Козловскому Евгению Александровичу – 90 лет	98
---	----

ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

XIII Всероссийская молодежная научно-практическая конференция «Проблемы недропользования»	99
Российско-азербайджанский круглый стол «Минерально- сырьевая база Каспийского региона»	100

РЕКЛАМА

На обложке:

«ICAM-2019» – 14-й Международный
конгресс по прикладной минералогии
Компания «Тесмес SpA»
Компания «LIM SAS»

На цветной вкладке:

ООО «Цеппелин Русланд»
ООО «Веир Минералз РФЗ»
«Цифровые технологии в горном деле» –
Всероссийская научно-практическая конференция
Подписка на журнал «Eurasian Mining» на 2019 г.

МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ ПРИ ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ

В. М. ЛОБАНКОВ, зав. кафедрой, д-р техн. наук, lobankov-vm@mail.ru

Л. Р. АКМЕТОВА, доцент, канд. техн. наук

З. Г. ГАРЕЙШИН, доцент, канд. техн. наук

Н. М. МАМОНТОВ, преподаватель

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Введение

Учет геологических запасов и контроль извлекаемых запасов углеводородного сырья на нефтегазовых месторождениях – важная стратегическая задача российского государства [1–5].

Геофизические исследования, выполняемые при поисках, разведке и разработке нефтегазовых месторождений, непосредственно связаны с измерениями параметров пластов и скважин. Основным видом деятельности геофизической компании являются измерительные услуги, оказываемые недропользователям. Основными показателями качества оказываемых измерительных услуг служат показатели точности измерений параметров пластов и скважин [3, 6–12].

Измерительные услуги в любой отрасли всегда сопровождаются метрологической деятельностью, связанной с эталонами единиц геофизических величин. Измерительная работа геофизической компании нацелена на получение достоверных результатов измерений параметров пластов и скважин в принятых единицах. Для реализации этой цели необходима метрологическая служба компании, обеспечивающая воспроизведение единиц измеряемых геофизических величин специальными эталонами параметров пластов и скважин и их передачу геофизической измерительной технике [1, 3, 9, 13].

В соответствии с новой «Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов», принятой в Российской Федерации в 2015 г., предусмотрены пять категорий (А, В₁, В₂, С₁, С₂) в зависимости от степени изученности нефтегазовых месторождений. Первичную оценку и переоценку запасов нефти выражают в единицах массы (в миллионах тонн) на основе измерений параметров нефтенасыщенных пластов [14].

Прогнозируемые ресурсы нефти в статье не рассматривают, так как они характеризуются только вероятностью обнаружения нефтегазовой залежи и не могут быть отражены показателями точности возможных запасов нефти.

Анализ теории и практики оценки запасов нефти

Объемный метод оценки запасов нефтегазовой залежи или ее части при любой степени ее изученности считается универсальным [2, 9, 13]. Его основные проблемы заключаются в выявлении особенностей геологического строения залежи и измерении параметров, характеризующих объем пустотного пространства, насыщенного нефтью.

Выполнено обоснование величины допускаемой относительной погрешности оценки запасов нефти методом косвенных измерений для каждой из категорий.

Ключевые слова: нефть, месторождение, геофизика, пористость, плотность, нефтенасыщенность, запасы нефти, скважинные измерения, допускаемая погрешность.

DOI: 10.17580/gzh.2019.05.02

Оценка извлекаемой массы (извлекаемых запасов) нефти ($m_{н.изв.м}$) объемным методом осуществляется с использованием геофизической измерительной техники. Для однородной по геофизическим параметрам залежи она определяется методом косвенных измерений как произведение измеренных значений площади S_n нефтенасыщенного пласта, толщины $h_{н.п}$ пласта, коэффициента открытой пористости коллектора $k_{о.п}$, коэффициента нефтенасыщенности k_n , коэффициента извлечения нефти из пласта $k_{и.н}$ и плотности нефти ρ_n в нормальных (лабораторных) условиях по следующей формуле:

$$m_{н.изв.м} = \rho_n S_n h_{н.п} k_{о.п} k_n k_{и.н} k_{вн.у} \quad (1)$$

Параметр $k_{вн.у}$ в формуле отражает степень изменения объема нефти в пластовых условиях при ее извлечении на поверхность (в нормальных условиях). Коэффициент $k_{и.н}$, в свою очередь, равен произведению коэффициента вытеснения нефти из порового пространства на коэффициент охвата залежи заводнением [1, 3].

Для неоднородного нефтяного пласта выделяют однородные по геофизическим параметрам участки, оценивают запасы по формуле (1) на каждом выделенном участке, затем эти оценки объединяют (суммируют) по всей продуктивной части пласта.

Из общей теории измерений известно, что результат измерений любой измеряемой величины представляет собой интервал, в котором могло бы оказаться ее истинное значение с заданной вероятностью [3, 6, 9, 10]. Учитывая неопределенность истинного значения геологических запасов и истинного значения извлекаемых запасов, окончательный результат измерений массы извлекаемой нефти может быть представлен только в виде следующего интервала:

$$m_n = (m_{н.изв.м} \pm \Delta_p), \text{ млн т,} \quad (2)$$

где m_n – истинное значение массы нефти, которое могло бы оказаться на поверхности после извлечения из пласта; $m_{н.изв.м}$ – оценка прогнозируемой извлекаемой массы нефти, вычисленная по формуле (1); $\pm \Delta_p$ – абсолютная погрешность измерений массы извлекаемой нефти при доверительной вероятности не менее P .

Толщину $h_{н.п}$ нефтенасыщенной части пласта, коэффициент общей пористости коллектора $k_{о.п}$, коэффициента нефтенасыщенности k_n определяют по результатам скважинных измерений с использованием скважинной геофизической аппаратуры. Параметр $k_{и.н}$ вычисляют геофизическими методами по результатам

измерений коэффициентов начальной и остаточной нефтенасыщенности пласта. Площадь нефтеносности S_n определяется на основе геометрических построений залежи в пределах внешнего контура нефтеносности на ее плане и по карте эффективных толщин части пласта, насыщенной нефтью. Относительная погрешность измерений параметра S_n для хорошо оконтуренной скважинами залежи не превышает $\pm 10\%$. При малом числе пробуренных скважин сведения о площади залежи весьма приближенные, и относительная погрешность может превышать $\pm 50\%$. Плотность нефти ρ_n и параметр $k_{вн.у}$ определяют в лабораторных условиях с приемлемой погрешностью до $\pm 5\%$. Однако при этом требуются результаты скважинных измерений температуры нефтенасыщенного пласта и пластового давления, погрешность измерений которых сравнительно мала.

Проблема состоит в том, что отсутствуют требования к допускаемым погрешностям оценки запасов нефти в зависимости от степени изученности нефтяного месторождения. Кроме того, до сих пор не регламентированы требования к допускаемым погрешностям измерений параметров пласта геофизическими и петрофизическими методами [2, 15–17]. Поскольку такие требования отсутствуют, то никто не стремится оценивать реальные погрешности измерений как параметров пласта, так и погрешности оценки запасов нефти.

Методика определения относительной погрешности в оценке запасов нефти

Учитывая достижения современного отечественного геофизического приборостроения и обеспечение возможности нормирования метрологических характеристик скважинной геофизической аппаратуры в соответствии с требованиями ГОСТ 8.009–84 [18], можно обосновать метрологические требования к перечисленным выше измеряемым параметрам нефтяного пласта. Это даст возможность регламентировать допускаемые погрешности оценки запасов нефти по их пяти категориям и получить возможность обоснованно приписывать категорию запасов месторождению нефти на разных стадиях его разведки и разработки (см. таблицу).

По мере возрастания категории (от C_2 до А) погрешности параметров $h_{н.п}$, $k_{о.п}$ и k_n не могут значительно изменяться, так как определяются возможностями скважинной аппаратуры и геофизических методов. Погрешности параметров S_n и $k_{и.н}$ могут изменяться значительно по мере разработки и повышения изученности нефтяного месторождения.

Числовые значения допускаемых погрешностей оценки запасов нефти по категориям получены на основании статистического моделирования возможных погрешностей измеряемых параметров нефтенасыщенных пластов. Погрешности оценены путем статистического суммирования погрешностей измерений δ перечисленных выше параметров пласта для вероятности 0,95 по следующей формуле [3, 6]:

$$\delta_{\text{н}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_s^2 + \delta_h^2 + \delta_{k_{о.п}}^2 + \delta_{k_n}^2 + \delta_{k_{и.н}}^2}. \quad (3)$$

Для категории А допускаемые погрешности запасов нефти минимальные и погрешности измерений всех параметров залежи почти выравниваются.

Вариант нормирования допускаемой относительной погрешности оценки запасов нефти по категориям в зависимости от погрешности измерения параметров нефтенасыщенного пласта, %

Параметр пласта	Категория запасов				
	А	В ₁	В ₂	С ₁	С ₂
S_n	± 4	± 8	± 15	± 25	± 35
$h_{н.п}$	± 2	± 3	± 5	± 8	± 10
$k_{о.п}$	± 5	± 7	± 8	± 10	± 15
k_n	± 8	± 10	± 12	± 12	± 15
$k_{и.н}$	± 10	± 12	± 16	± 20	± 22
$k_{вн.у}$	± 4	± 6	± 10	± 15	± 18
m_n	± 16	± 22	± 31	± 43	± 56

Например, если измеренные значения параметров нефтяной залежи принять $S_n = 2,5 \text{ км}^2$; $h_{н.п} = 2 \text{ м}$; $k_{о.п} = 0,2$; $k_n = 0,8$; $k_{и.н} = 0,35$; $k_{вн.у} = 0,8$ при плотности нефти в нормальных условиях 850 кг/м^3 , то измеренное значение массы извлекаемой нефти будет около 19 млн т. С учетом допускаемой относительной погрешности измеряемых величин по разным категориям запасов, указанной в таблице, получим следующие интервалы (результаты измерений) для истинного значения извлекаемых запасов, млн т: категории А – 19 ± 3 ; В₁ – 19 ± 4 ; В₂ – 19 ± 6 ; С₁ – 19 ± 9 ; С₂ – 19 ± 11 . Так, если запасы отнесены к категории С₂, то минимальное значение извлеченной нефти может быть гарантировано не менее 8 млн т (разность $19 - 11$) с вероятностью 0,95. Если запасам приписана категория А, то минимальное значение извлеченной нефти может оказаться не менее 16 млн т (разность $19 - 3$) с вероятностью тоже 0,95.

В работе [14] приведен пример оценки погрешности извлекаемых запасов нефти для одной из моделей нефтегазового месторождения и показана связь показателя неопределенности измерений с экономическими показателями действий по обустройству месторождения и рисками нефтяной компании при его разработке. Автор работы отмечает, что грубые оценки основных измеряемых параметров приводят к постановке на Государственный баланс запасов нефти с низкими показателями достоверности. Оценка запасов по недостоверным структурным картам, полученным по данным сейсморазведки и по данным о параметрах коллекторов, полученным на основании выполненных скважинных измерений и петрофизических исследований ядра без оценки погрешности, приводит к ошибочным управленческим решениям в недропользовании. Автор в принятой модели приводит следующие гипотетические оценки относительной погрешности параметров залежи нефти: по площади $\delta_s = \pm 2,3\%$; по эффективной мощности пласта $\delta_h = \pm 3,2\%$; по коэффициенту пористости $\delta_{k_{о.п}} = \pm 11,1\%$; по коэффициенту нефтенасыщенности $\delta_{k_n} = \pm 5,4\%$; по плотности нефти $\delta_{\rho_n} = \pm 3,3\%$; по пересеченному коэффициенту $\delta_{k_{вн.у}} = \pm 3,3\%$; по коэффициенту извлечения нефти $\delta_{k_{и.н}} = \pm 6,3\%$. В итоге, суммируя все эти погрешности, он выводит относительную погрешность запасов нефти $\delta_{\text{н}} = \pm 38,8\%$. Если соотнести полученную оценку погрешности с допускаемыми погрешностями, указанными в таблице данной статьи, то это моделируемое месторождение может быть отнесено к категории В₂.

Таким образом, в качестве количественных критериев для разделения запасов нефти по их категориям можно принять допускаемые (нормированные) погрешности оценки запасов нефти. Они могут быть разными в зависимости от сложности нефтегазовых коллекторов и возможностей геофизической измерительной техники и методик измерений.

По мере накопления опыта оценки погрешности измерений параметров пластов на разных стадиях разработки нефтяных месторождений возможна корректировка предложенных допускаемых значений погрешности оценки запасов нефти по категориям.

Выводы

1. При принятии обоснованных государственных решений в недропользовании важной стратегической задачей является повышение достоверности информации о запасах углеводородного сырья, что позволит более эффективно управлять разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений.

2. Классификация запасов нефти, газа и газоконденсата должна быть увязана с показателями точности их оценки, являющимися важными критериями для их отнесения к той или иной категории.

3. Подсчет извлекаемых запасов нефти на любом месторождении основывается на измерениях площади залежи, толщины пласта, коэффициента открытой пористости пласта, коэффициента его нефтенасыщенности, коэффициента извлечения нефти.

4. Достоверность учета начальных геологических и текущих извлекаемых запасов нефти и газа на всех этапах жизненного цикла месторождения в значительной степени зависит от показателей точности сейсмической и скважинной геофизической техники. Погрешность измерений площади залежи складывается из погрешности сейсмических построений и зависит от степени ее оконтуривания. На погрешность измерений толщины нефтенасыщенной части пласта влияет погрешность измерений глубины

скважины и точность определения межфлюидальных контактов; минимальная погрешность скважинных измерений коэффициента пористости и нефтенасыщенности для типовых геологических условий зависит от точности эталонов для скважинной геофизической аппаратуры.

5. Условия скважинных измерений коэффициента пористости пластов должны быть максимально приближены к условиям передачи единиц ядерно-геофизической аппаратуры от эталонов. Эталоны пористости должны создаваться применительно к разным типовым скважинным условиям в зависимости от номинального диаметра скважины, минералогического состава пласта (песчаник, кальцит, доломит) и от вещества – заполнителя порового пространства (вода разной степени минерализации, нефть, газ, глина разного химического состава). Эталоны пористости должны быть едиными для разных зондов и методов измерений.

6. Условия передачи единиц скважинной аппаратуры от эталонов должны быть максимально приближены к условиям скважинных измерений коэффициента нефтенасыщенности пластов. Эталоны нефтенасыщенности пластов с разными значениями коэффициента пористости для ядерно-геофизической аппаратуры должны позволять строить калибровочные функции аппаратуры в виде функции двух переменных относительного выходного сигнала и коэффициента общей пористости.

7. Поскольку относительная погрешность оценки запасов не может быть менее 10 %, то при представлении результата оценки запасов нефти бессмысленно указывать более двух значащих цифр в измеренном значении массы нефти.

8. Для повышения достоверности учета запасов углеводородного сырья на всех стадиях жизненного цикла нефтегазовых месторождений необходимо создание российского Центра геофизических эталонов, что позволит обеспечить единство геологических измерений в скважинах и возможность выхода на обеспечение единства таких измерений на международном уровне.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 8.645–2008. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение работ по геологическому изучению, использованию и охране недр в Российской Федерации. Основные положения. – М. : Стандартинформ, 2008. – 14 с.
2. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа : учеб. пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1981. – 453 с.
3. Лобанков В. М., Липтев В. В. Требования к эталонам параметров пластов при оценке запасов нефти и газа // Недропользование-XXI век. 2015. № 4(54). С. 28–32.
4. Об утверждении Требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов : Приказ Минприроды РФ от 28.12.2015 № 564. URL: <http://docs.cntd.ru/document/420332794> (дата обращения: 19.03.2019).
5. Конторович А. Э. Нефть и газ российской Арктики: история освоения в XX веке, ресурсы, стратегия на XXI век // Наука из первых рук. 2015. № 1(61). С. 46–65.
6. Кузнецов В. А., Исаев Л. К., Шайко И. А. Метрология. – М. : Стандартинформ, 2005. – 300 с.
7. Деметьев Л. Ф., Шурубор Ю. В., Азаматов В. И., Кондрюшкин Ю. М., Кулинкович А. Е. и др. Оценка промышленных запасов нефти, газа и конденсата. – М. : Недра, 1981. – 380 с.
8. Лобанков В. М. Метрология, стандартизация, сертификация : учеб. пособие. – Уфа : УГНТУ, 2017. – 187 с.
9. Лобанков В. М. Прямые измерения в нефтегазовых скважинах // Каротажник. 2017. № 12(282). С. 108–117.
10. *Theys P.* Log data acquisition and quality control. 2nd revised edition. – Paris : Editions Technip, 1999. – 480 p.
11. JCGM 200:2012. International vocabulary of metrology – Basic and general concepts and associated terms (VIM). 3rd ed. 2012. URL: https://www.bipm.org/utis/common/documents/jcgm/JCGM_200_2012 (дата обращения: 19.03.2019).
12. *Rachinsky M. Z., Kerimov V. Y.* Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs. – Salem : Scrivener Publishing, 2015. – 640 p.
13. *Enwende Onajite.* Practical Solutions to Integrated Oil and Gas Reservoir Analysis: Geophysical and Geological Perspectives. – Amsterdam : Elsevier, 2017. – 452 p.
14. *Ампилов Ю. П.* О точности подсчета запасов // Oil & Gas Journal Russia. 2017. № 1. С. 34–41.
15. *Зейн Аль-Абидин М. Д., Сохошко С. К., Саранча А. В., Кочерга Н. П.* Особенности интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных нефтяных скважин в нефтегазоконденсатных коллекторах // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2-2. С. 176.
16. *Smith R., Mukerji T., Lupo T.* Correlating geologic and seismic data with unconventional resource production curves using machine learning // Geophysics. 2019. Vol. 84. Iss. 2.
17. *Чеботарева И. Я.* Эмиссионная сейсмическая томография – инструмент для изучения трещиноватости и флюидодинамики земной коры // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 3. С. 238–245.
18. ГОСТ 8.009–84. Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений. – М. : Стандартинформ, 2006. – 27 с. **PK**

«ГОРНЫЙ ЖУРНАЛ», 2019, № 5, pp. 14–17
DOI: 10.17580/gzh.2019.05.02

Metrological requirements for geophysical data in evaluation of oil reserves

Information about authors

V. M. Lobankov¹, Head of Chair, Doctor of Engineering Sciences, lobankov-vm@mail.ru

L. R. Akhmetova¹, Associate Professor, Candidate of Engineering Sciences

Z. G. Gareishin¹, Associate Professor, Candidate of Engineering Sciences

N. M. Mamontov¹, Lecturer

¹ Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract

Estimation and control of geological and recoverable hydrocarbon reserves in oil and gas fields belongs to one of the national strategic objectives of Russia. The estimation (calculation) of recoverable oil reserves is based on measuring activities of geophysical and oil companies. The received measurement information about the reservoir should be high quality and reliable. Borehole geophysical measurements taken in the evaluation of oil reserves that should be attributed to the state accounting operations included in statistical reporting. In accordance with Federal Law No. 102-FZ of 26 June 2008 on Uniformity of Measurements, such measurements should fall within the ambit of the state regulation. It is known that indicators of the quality (uncertainty) of measurements of geophysical parameters of oil and gas reservoirs and petrophysical measurements on core samples extracted from wells are systematic and random errors of measurements.

The problem lies in the fact that today there are no defined and standardized quantitative indicators allowing to put proven reserves of oil to one or the other category in accordance with the new classification accepted in Russia in 2015. In addition, there are no requirements for permissible errors of borehole geophysical equipment used for the evaluation of oil reserves.

The authors justify and evaluate permissible relative errors for appraisal of petroleum reserves by indirect measurements for each of the categories, as well as for geophysical parameters of oil and gas reservoirs. It is shown that improvement of geophysical measurement equipment requires national standards to be set for parameters of oil and gas formations traversed by wells in typical geological and technical conditions of in-situ measurements.

Keywords: oil, field, geophysics, porosity, density, saturation, oil, downhole measurement, permissible error.

References

1. GOST R 8.645–2008. State system for ensuring the uniformity of measurements. Metrological support of geological study, use and protection of natural underground resources of the Russian Federation. General provisions. Moscow : Standartinform, 2008. 14 p.

2. Zhdanov M. A. Oil-and-gas-field geology and estimation of oil and gas reserves : Teaching aid. 2nd enlarged and revised edition. Moscow : Nedra, 1981. 453 p.

3. Lobankov V. M., Laptev V. V. Requirements for standards formation parameters in assessing oil and gas reserves. *Nedropolzovanie-XXI vek*. 2015. No. 4(54). pp. 28–32.

4. Approval of the Requirements for Contents and Regulations of Paperwork on Oil and Fire Gas Calculations for the Dttate Examination Submission : Order of the Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation, No. 564 as of December 28, 2015. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/420332794> (accessed: 19.03.2019).

5. Kontorovich A. E. Oil and gas of the russian arctic: history of development in the 20th century, resources, and strategy for the 21st century. *Science First Hand*. 2015. No. 2(41). C. 42–61.

6. Kusnetsov V. A., Isaev L. K., Shaiko I. A. Metrology. Moscow : Standartinform, 2005. 300 p.

7. Dementev L. F., Shurubor Yu. V., Azamatov V. I., Kondrushkin Yu. M., Kulinkovich A. E. et al. Appraisal of commercial oil, gas and condensate reserves. Moscow : Nedra, 1981. 380 p.

8. Lobankov V. M. Metrology, standartization, certification : Teaching aid. Ufa : UGNTU, 2017. 187 p.

9. Lobankov V. M. Direct measurements in oil-and-gas wells. *Karotazhnik*. 2017. No. 12(282). pp. 108–117.

10. Theys P. Log data acquisition and quality control. 2nd revised edition. Paris : Editions Technip, 1999. 480 p.

11. JCGM 200:2012. International vocabulary of metrology – Basic and general concepts and associated terms (VIM). 3rd ed. 2012. Available at: https://www.bipm.org/utils/common/documents/jcgm/JCGM_200_2012 (accessed: 19.03.2019).

12. Rachinsky M. Z., Kerimov V. Y. Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs. Salem : Scrivener Publishing, 2015. 640 p.

13. Enwenede Onajite. Practical Solutions to Integrated Oil and Gas Reservoir Analysis: Geophysical and Geological Perspectives. Amsterdam : Elsevier, 2017. 452 p.

14. Ampilov Yu. P. Precision in calculation of reserves. *Oil & Gas Journal Russia*. 2017. No. 1. pp. 34–41.

15. Zeyn Al-Abidin M. D., Sokhoshko S. K., Sarancha A. V., Kocherga N. P. Features interpretations of horizontal oil well build-up test in oil and gas reservoirs. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya*. 2015. No. 2-2. p. 176.

16. Smith R., Mukerji T., Lupo T. Correlating geologic and seismic data with unconventional resource production curves using machine learning. *Geophysics*. 2019. Vol. 84, Iss. 2.

17. Chebotareva I. Ya. Emission seismic tomography – the tool to study fracturing and fluidodynamics of the Earth crust. *Georesources*. 2018. Vol. 20, No. 3. pp. 238–245.

18. GOST 8.009–84. State system for ensuring the uniformity of measurements. Standardized metrological characteristics of measuring instruments. Moscow : Standartinform, 2006. 27 p.

От имени **Северо-Восточного федерального университета имени М. К. Аммосова** выражаю глубокую благодарность **Издательскому дому «Руда и Металлы»** и редакции **«Горного журнала»** за высокопрофессиональную работу по выпуску журнала, посвященного юбилею нашего филиала – Политехнического института СВФУ в г. Мирном. «Горный журнал» – старейшее периодическое издание по горной тематике не только в России, но и в мире, тематика журнала охватывает все аспекты разработки месторождений твердых полезных ископаемых – от правовых вопросов недропользования до охраны окружающей среды и подготовки кадров для горной промышленности.

Выпуск юбилейного номера журнала подготовлен большим редакционным коллективом и детально рассказывает о направлениях научных исследований, структуре, кадровом потенциале, важнейших научных достижениях МПТИ. Издание этого номера подводит итоги двадцатипятилетней работы института, ставшего за это время крупнейшим образовательным и научным центром Западной Якутии.

Уверена, что сложившиеся традиции сотрудничества СВФУ и «Горного журнала» по популяризации новых научных знаний и практических разработок в области горного дела, геологии и в дальнейшем будут развиваться и воплощаться на страницах журнала.

Позвольте пожелать коллективу Издательского дома «Руда и Металлы» доброго здоровья, исполнения всех творческих замыслов ради процветания нашей Родины.

С уважением,

И. о. ректора

**Северо-Восточного федерального университета
имени М. К. Аммосова**



Е. И. Михайлова

