



УДК 389:338.242

Метрологическое обеспечение аппаратуры для геофизических исследований

О.В.ЖДАНЕЕВ¹, А.В.ЗАЙЦЕВ¹✉, В.М.ЛОБАНКОВ²¹ ТЭК ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, Москва, Россия² Уфимский государственный нефтяной технический университет, Республика Башкортостан, Уфа, Россия

Как цитировать эту статью: Жданеев О.В. Метрологическое обеспечение аппаратуры для геофизических исследований / О.В.Жданеев, А.В.Зайцев, В.М.Лобанков // Записки Горного института. 2020. Т. 246. С. 667-677. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.9

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы, связанные с метрологическим обеспечением аппаратуры для геофизических исследований, вопросы обеспечения единства скважинных измерений, создания российских эталонов для калибровки скважинной аппаратуры при определении коэффициентов пористости и нефте-, газо-, водонасыщенности, определения параметров дефектов при цементировании скважин и технического состояния обсадных колонн и потока вода – нефть – газ. Исследованы задачи создания полноценных методик измерений параметров месторождений нефтегазовых традиционных и с трудноизвлекаемыми запасами. Определены ключевые направления развития российского метрологического обеспечения геофизических измерений в скважине. Обозначены задачи, которые необходимо решить для создания метрологического обеспечения геофизических исследований в скважине как отрасли, соответствующей международным стандартам. Обоснована целесообразность создания Российского геофизического центра метрологии и сертификации, необходимость разработки новой и актуализации имеющейся нормативной базы, что позволит российской геофизике выйти на уровень мировых лидеров в области геофизических исследований.

Ключевые слова: геофизические исследования; эталоны; математическое моделирование; метрологическое обеспечение; нефтегазовая отрасль

Введение. Россия обладает крупными минерально-сырьевыми запасами, являющимися основой гарантированного обеспечения экономической и энергетической безопасности страны, удовлетворения текущих и перспективных потребностей экономики России в углеводородном сырье, угле и других ископаемых. По состоянию на 1 января 2015 г. объем учтенных запасов на российских месторождениях достиг 18,3 млрд т нефти и 50,2 трлн м³ газа [9]. К 2035 г. за счет геологоразведочных работ может быть обеспечен совокупный прирост запасов нефти в объеме более 13-15 млрд т, газа – 25-27 трлн м³ [9]. При этом объемы глубокого бурения на нефть и газ могут достигнуть 25 млн м. На весь период до 2035 г. главными районами прироста запасов нефти и газа останутся Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская, Прикаспийская, Тимано-Печорская и Волго-Уральская нефтегазоносные провинции (на суше).

Западная Сибирь при определенных условиях имеет шансы еще длительное время оставаться основной нефтедобывающей провинцией России:

- Степень изученности ресурсной базы даже в районах интенсивной добычи нефти не превышает 80 %, что позволяет ожидать открытия существенных запасов «новой» нефти.
- Внедрение новых технологий, направленных на увеличение коэффициента извлечения нефти на разрабатываемых месторождениях, позволит увеличить объем добычи более чем на 4 млрд т.
- Вовлечение в разработку 21,5 тыс. неработающего фонда низкодебитных (менее 5 т/сут.) и высокообводненных (свыше 95 %) скважин позволит ежегодно получать дополнительно более 12 млн т нефти.

Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) и арктического шельфа – одно из важнейших направлений стабилизации уровня добычи нефти в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, Западной Сибири и Российской Федерации в целом. К 2030 г. уровень добычи из ТРИЗ может превысить 20 млн т/год [9].

Геологическое изучение недр с целью оценки и учета запасов полезных ископаемых, контроль за их рациональным извлечением и воспроизводством базируются на геофизических измерениях, выполняемых при поисках, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых с использованием геофизической аппаратуры.



Мировой рынок геофизических услуг развивается. Новые методы геофизических исследований скважин (ГИС) направлены на повышение точности определения параметров залегаемых пластов, применение новых технологий строительства и закачивания скважин, на рациональное извлечение залежей. Эти меры позволяют добиться увеличения дебита скважин и оценивать государственные запасы углеводородного сырья с допустимой относительной погрешностью измерения до $\pm 16\%$ для детально разведанных залежей полезных ископаемых (категории А) и $\pm 56\%$ для запасов залежи (ее части), наличие которых обоснованно данными геологических и геофизических исследований (категории С₂ [4]).

На сегодняшний день российские ГИС способны обеспечить показатели неопределенности (или неточности) измерений при оценке запасов нефти и газа в лучшем случае на уровне $\pm 10\%$, что ниже, чем у мировых лидеров, у которых эти декларируемые показатели достигают $\pm 2\%$ [6]. Повышение точности измерений сопряжено как с обновлением технической части оборудования ГИС (современные датчики, электронные компоненты, применение новых материалов при производстве оборудования ГИС), так и с развитием их метрологического обеспечения [3, 5, 6, 11, 13].

Для повышения точности измерений аппаратурой ГИС и развития методологий интерпретации данных необходимо решить следующие вопросы метрологического обеспечения ГИС:

- Разработка и изготовление современных эталонов, которые позволят уменьшить допустимую относительную погрешность аппаратуры ГИС до $\pm 2\%$.
- Разработка и производство стендового испытательного оборудования с абсолютными погрешностями воспроизведения влияющих физических величин с относительной погрешностью до $\pm 1\%$.
- Разработка научно обоснованных стандартизованных и аттестованных методик проведения геофизических измерений в скважинах.
- Формирование кадрового потенциала в области метрологического обеспечения ГИС, соответствующего мировым стандартам.

Преимущества развития собственной системы метрологического обеспечения ГИС в России:

- Повышение показателя точности оценки минерально-сырьевой базы до $\pm 2\%$ для категории А (на июль 2020 г. для нефти он составляет от ± 16 до $\pm 56\%$ в зависимости от категории запасов), степени обоснованности решений по извлечению запасов.
- Поиск и исследование продуктивных пластов и подтверждение запасов на новых месторождениях, в том числе месторождениях с ТриЗ и арктическом шельфе, с обоснованными показателями точности.
- Выявление пропущенных запасов на месторождениях, введенных в эксплуатацию.
- Рост качества услуг по геофизическим исследованиям в скважинах, контроль качества сертифицированной скважинной аппаратуры.
- Выход с геофизическим измерительным сервисом в регионы мира при подтверждении единообразия геофизических эталонов РФ с аналогичными эталонами других стран.

Развитие метрологического обеспечения определяется двумя ключевыми направлениями:

- Создание в полном объеме недостающих эталонов горных пород. Необходимость создания новых эталонов пород связана с тем, что активно ведутся поиск и разработка новых месторождений с различным географическим расположением, появляются новые мало изученные разрезы, для которых отсутствуют эталоны, что создает значительные трудности при оценке свойств пластов и интерпретации данных ГИС. Детальное изучение новых месторождений необходимо для снижения издержек при разработке и эксплуатации, минимизации рисков, связанных с упущением запасов углеводородов, а также для разработки новых технологий извлечения углеводородов, повышения коэффициента извлечения, оценки государственных минеральных запасов с допустимой относительной погрешностью до $\pm 2\%$. Для этого требуется калибровка аппаратуры ГИС на эталонах параметров горных пород, пересеченных скважиной.

- Математическое моделирование [11, 12]. Геофизические измерения выполняются в неоднородных средах, что вызывает значительные трудности как в создании необходимых методов и средств измерений, так и в разработке методов метрологического обеспечения, поэтому количество эталонов горных пород в крупных метрологических центрах мира исчисляется тысячами. Например, калибровочный центр EECF (Environmental Effects Calibration Facility) в Хьюстоне обладает самым большим набором искусственных имитаторов пород (более 1000 различных ва-

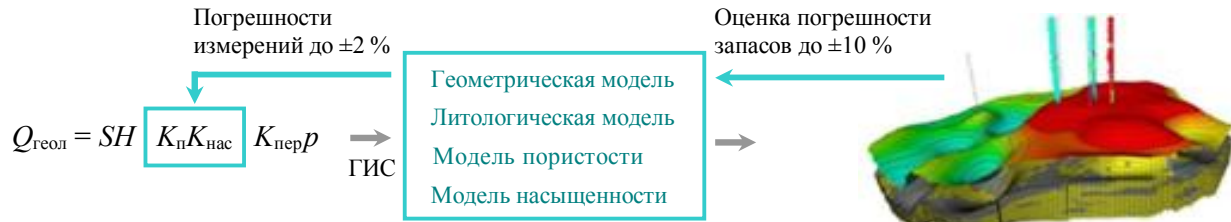


Рис.1. Схема оценки государственных запасов нефти

S – площадь нефтеносности, тыс.м², геометрическая модель; H – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (суммарная толщина нефтенасыщенных слоев-коллекторов), м, литологическая модель; $K_п$ – коэффициент пористости, доли ед., модель пористости; $K_нас$ – коэффициент нефте-, газонасыщенности, доли ед., модель насыщенности; $K_пер$ – пересчетный коэффициент нефти, доли ед.; p – плотность нефти, т/м³

риантов) для геофизических измерений, проводимых по всему миру [13]. В случае, если среди имитаторов пород нет подходящего, специалисты центра могут подобрать необходимые параметры с использованием наполнителей и специальных вставок.

Учет влияния всей гаммы факторов, влияющих на результат измерения при помощи только эталонов, невозможен, поэтому показатели точности проводимых измерений ГИС будут находиться на уровне ±10 %. В мировой практике для повышения точности измерений аппаратуры ГИС и минимизации влияния внешних факторов на результаты измерений применяется математическое моделирование, которое позволяет значительно повысить показатели точности скважинных измерений.

Применение математических алгоритмов позволяет: учесть некоторые систематические эффекты, оказывающие влияние на погрешность измерений геофизическими приборами для различных условий эксплуатации; применить в геофизических приборах компенсационные математические алгоритмы для нетиповых каротажных условий (утяжеленный буровой раствор, несоосность приборов с осью скважины и пр.); корректировать измерения аппаратуры ГИС в различных диаметрах и конструкциях с повторяемостью результатов измерений для одних и тех же пород в пределах ±2 %.

Повышение точности скважинных измерений особенно критично для экономики при определении коэффициентов пористости породы и нефте-, газо-, водонасыщенности коллектора. Данные коэффициенты применяются для оценки (подсчета) государственных запасов минерально-сырьевой базы. Исходя из их значений, принимается решение об освоении месторождения (горизонта) со строительством всей дорогостоящей инфраструктуры. Оценка геологических запасов нефти производится по формуле, показанной на рис.1.

Для оценки допустимой относительной погрешности геологических запасов нефти менее ±10 % требуется измерить все исходные параметры с погрешностью не более ±2 %.

Математическое моделирование в метрологическом обеспечении аппаратуры ГИС неразрывно связано с физическими эталонами горных пород, которые необходимы для отработки математических алгоритмов и для подтверждения корректности расчетов, проводимых при помощи математической модели. На эталонах отрабатываются методологии интерпретации данных ГИС. На рис.2 приведена структурная схема метрологического обеспечения

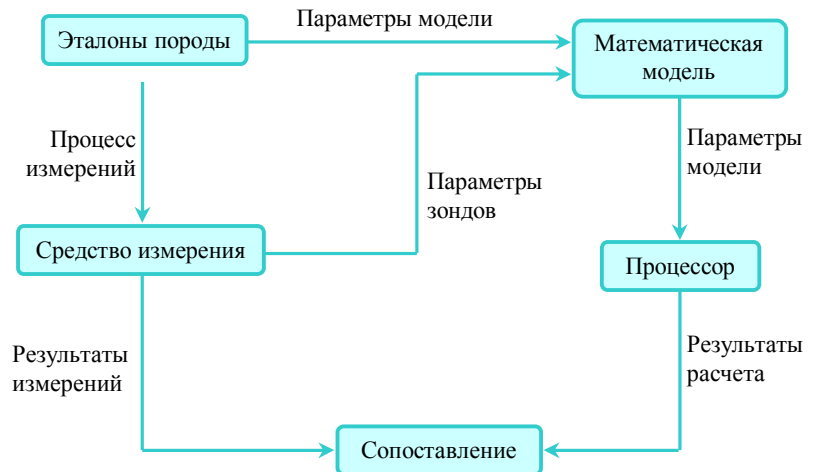


Рис.2. Структурная схема метрологического обеспечения ГИС с использованием математической модели горной породы, пересеченной скважиной



с использованием математической модели измерительного процесса, применяемая в мировой практике в случае отсутствия реальных эталонов пород, пересеченных скважиной.

Следует отметить, что использование моделирования измерений для условий, когда отсутствуют реальные эталоны, не всегда позволяет оценить адекватность математической модели реальному объекту и оценить реальные погрешности выполненных скважинных измерений.

Оценка геологических запасов нефти на месторождении определяется методом косвенных измерений массы нефти по величинам, показанным на рис.1. Оценим долю влияния произведения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности, определяемых по данным ГИС, на погрешность запасов нефти. Отношение погрешности к измеренному значению пористости нефтяного пласта характеризует долю потерь от запланированного к добыче объема нефти, но не добытого из-за ее недостоверной оценки [6]. Например, для месторождения с оцененными извлекаемыми запасами нефти в 10 млн т и средним значением коэффициента пористости пласта 0,2 доли ед. (эффективная пористость 20 %) по методике [6] можно рассчитать потери от запланированной, но не добытой нефти. Так, абсолютная погрешность измерений коэффициента пористости $\pm 1\%$ вызовет потери, равные $1/20$ от оцененных запасов массы нефти, и составит $\pm 0,5$ млн т. При стоимости товарной нефти 18 тыс.руб. за тонну потери могут составить около 9 млрд руб. При результате измерений коэффициента нефтенасыщенности порового пространства 0,8 доли ед. (эффективная пористость 80 %), абсолютной погрешности измерений коэффициента пористости $\pm 4\%$, можно ожидать дополнительные потери еще 9 млрд руб. Если учесть, что погрешности измерений коэффициентов пористости и нефтенасыщенности могут быть больше, и добавить еще погрешности измерений эффективной толщины пласта, площади залежи и коэффициента извлечения нефти (КИН), то потери от недобытой нефти на таком месторождении могут составить более 50 млрд руб.

К 2035 г. за счет геологоразведочных работ может быть обеспечен совокупный прирост запасов нефти до 15 млрд т. По методике расчета минимальных потерь вызванных погрешностями аппаратуры ГИС (при эффективной пористости 20 %) потери к 2035 г. могут составить до 13,5 трлн руб. Если коэффициент нефтенасыщенности будет находится в тех же пределах (0,8 доли ед.), абсолютная погрешность измерения коэффициента пористости равна $\pm 4\%$ (эффективная нефтенасыщенность 80 %), то возможные потери могут вырасти вдвое, а с учетом других погрешностей еще больше. Необходимо учитывать тот факт, что эти потери рассчитаны только для геологоразведочных работ, без учета потерь при эксплуатационном бурении и при заканчивании скважин (например, в операции гидроразрыва пласта при определении зон продуктивного пласта с максимальной трещиноватостью).

Метрологическое обеспечение ГИС в России. Основным критерием компетентности метрологического центра в области метрологии ГИС является возможность воспроизводить физические величины с минимальной допускаемой погрешностью. Средствами для воспроизведения физических величин в метрологическом обеспечении ГИС являются эталоны параметров горных пород и эталоны параметров скважины [5]. Из всего необходимого оборудования для метрологических центров России промышленностью серийно не выпускаются только эталоны горных пород. Это связано с тем, что свойства и наполнение геофизических эталонов различны, производством эталонов занимаются метрологические центры в основном для обеспечения собственных нужд и нужд геофизических компаний. Поэтому создание первичных эталонов и их сличение с рабочими для обеспечения единства проведения измерений в скважинах является важной и приоритетной задачей метрологического центра.

При создании эталонной базы следует учитывать, что реальные пористые пласты разного минералогического состава могут содержать в порах воду, нефть, газ и глинистый материал. В скважине также могут быть разные вещества и материалы – минерализованная вода, глинистый и полимерный раствор, раствор на нефтяной основе с гаммой добавок, аэрированные растворы, цемент, стальная колонна. В колонне могут быть вода, нефть или газ, которые оказывают влияние на погрешность измерений концентрации, которую возможно оценить и уменьшить только при наличии эталонов с различными флюидами в требуемом соотношении.

Поскольку реальные пористые пласты исследуют одновременно разнотипными зондами нейтронного каротажа (НК), гамма-гамма каротажа (ГГК), ядерного магнитного каротажа (ЯМК)



и индукционного каротажа (ИК), эталоны также должны позволять воспроизводить $K_{п}$ одновременно для каждого типа зонда [5, 7]. Кроме того, часть комплекса эталонов $K_{п}$ должна одновременно воспроизводить коэффициент нефтенасыщенности и газонасыщенности. Если коэффициент глинистости рассматривать как влияющую величину, то необходимо строить часть эталонов $K_{п}$ с воспроизведением $K_{гл}$.

Эталон пористости, водо-, нефте-, газонасыщенности и глинистости следует создавать, исходя из возможности построения типовых калибровочных функций (КФ), поверочных функций (ПФ) и калибровочно-поверочных функций (КПФ) для общего количества типовых ГТУ (нормальных условий калибровки).

Показания аппаратуры НК изменяются в зависимости от $K_{п}$, минерального состава скелета, флюида в порах и в скважине, и от диаметра скважины. Общее количество создаваемых эталонов $K_{п}$ определяется влияющими величинами. Их количество можно оценить из следующих расчетов.

Количество воспроизводимых значений $K_{п}$ в основном принимается $N_{кп} = 3$, так как это минимальное количество значений для параболической КФ для одной совокупности влияющих величин (ГТУ). Количество чистых минералов $N_{мн} = 3$ – это песчаник, кальцит и доломит. Количество чистых однородных заполнителей 100 % порового пространства $N_{пор} = 7$ (вода с 0; 50; 100; 200 г/л NaCl, нефть, газ, глина). Количество диаметров скважины $N_{дс} = 3$.

Общее минимальное количество необходимых эталонов пористости вычисляется по формуле

$$N_{эп} = N_{кп}N_{мн}N_{п\ 100\ \% }N_{дс} = 3 \cdot 3 \cdot 7 \cdot 3 = 189.$$

Для изменений нормальных значений параметров вещества в каждой скважине необходимо иметь возможность изменять плотность и состав глинистого раствора ($N_{гл}$ с разным содержанием бентонита, барита, нефти) и содержание в нем хлористого калия (натрия) N(K)Cl, менять эталонные вставки в скважины с разными значениями диаметра скважины $N_{дс}$, диаметра колонны $N_{дк}$, толщины стенок колонны $N_{тк}$, плотности цемента $N_{пц}$ и эксцентриситета колонны относительно скважины $N_{эк}$.

Общее минимальное количество необходимых растворов в скважинах эталонов пористости вычисляется по формуле

$$N_{п} = N_{гл} + N_{KCl} = 9 + 3 = 12.$$

Общее минимальное количество необходимых эталонных вставок в скважины эталонов пористости

$$N_{э-вст} = N_{дс}N_{дк}N_{тк}N_{пц}N_{эк} = 3 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 3 = 243.$$

Если считать, что изменения толщины стенки колонны незначительно влияют на показания аппаратуры НК и выбрать одно (среднее) значение, то количество эталонных вставок можно сократить до 81.

Можно оптимизировать количество необходимых эталонов пористости, объединив в насыпных эталонах по три скважины разного диаметра и количество чистых веществ в порах уменьшить до четырех (вода, нефть, глина, сменный водный раствор NaCl). Оптимальное количество эталонов пористости и плотности вычислим по формуле

$$N_{эп} = (N_{мн}N_{дс}) + (N_{кп}N_{мн}N_{п\ 100\ \%}) = 3 \cdot 3 + 2 \cdot 3 \cdot 4 = 33.$$

Эталон водо-, нефте-, газонасыщенности и глинистости пористых пластов следует создавать, исходя из возможности построения типовых КФ, ПФ и КПФ для аппаратуры с зондами интегрального гамма-каротажа – спектроскопия (ИНГК-С), ИК, ЯМК. Для определения параметров водо-, нефте-, газонасыщенности и глинистости необходимо предварительно измерить $K_{п}$, который является влияющей величиной.

Показания аппаратуры ИНГК-С изменяются в зависимости от $K_{п}$, минерального состава скелета, вещества в порах и в скважине, диаметра скважины. Общее количество создаваемых эталонов $K_{п}$ определяется влияющими величинами на показания аппаратуры ИНГК-С. Факторов, влияющих на показания ИК и ЯМК, меньше, так как они не зависят от химического состава скелета породы.



Общее минимальное количество необходимых эталонов водо-, нефте-, газонасыщенности и глинистости, учитывая имеющиеся эталоны с 0 и 100 %-ным содержанием в порых указанных компонентов, можно вычислить по формуле

$$N_{\text{э-внгг}} = N_{\text{кп}} N_{\text{мн}} N_{\text{кв}} N_{\text{кн}} N_{\text{кг}} N_{\text{кгл}} N_{\text{дс}} = 3 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 3 = 432,$$

где $N_{\text{кв}}$, $N_{\text{кн}}$, $N_{\text{кг}}$, $N_{\text{кгл}}$ – количество воспроизводимых значений коэффициентов водонасыщенности, нефтенасыщенности, газонасыщенности, глинистости соответственно.

Если три скважины совместить в одном корпусе и исключить газ в порых, то минимальное количество необходимых эталонов водо-, нефтенасыщенности и глинистости можно вычислить по формуле

$$N_{\text{э-внгг}} = N_{\text{кп}} N_{\text{мн}} N_{\text{кв}} N_{\text{кн}} + (N_{\text{кп}} N_{\text{мн}}) = 2 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 2 + 2 \cdot 3 = 30.$$

Общее минимальное количество эталонов пористости, водо-, нефте-, газонасыщенности и глинистости пористых пластов равно 63.

Результаты инвентаризации основных метрологических центров в РФ на наличие необходимого количества эталонов:

- Метрологические службы геофизических компаний оснащены неполным набором необходимых эталонов для выполнения измерений в нефтегазовых скважинах (степень оснащенности ведущих геофизических компаний России эталонами составляет от 10 до 35 %);

- В составе эталонной базы геофизических компаний преобладают эталоны для измерений простых физических величин: акустических параметров (скорость и коэффициент затухания ультразвука), температуры, давления, расхода воды, плотности и удельной электрической проводимости, диаметра скважины, глубины погружения зонда в скважину, угловых величин. Эталоны пористости горных пород недостаточны для построения точных методик измерений в типовых геолого-технических условиях (имеется малая доля эталонов на основе мрамора, реже – на основе кварца). Отсутствуют эталоны пористости доломитовых пород, нефтенасыщенных и газонасыщенных пород. Невозможно оценить влияние (строить функции влияния) глинистости и концентрации хлора в пласте и в скважине на показания ядерно-геофизических скважинных приборов. Отсутствуют эталоны коэффициента нефте-, газонасыщенности и проницаемости пород для разных геолого-технических условий, а также электролитические эталоны для зондов электрического каротажа и многие другие.

- Единство измерений коэффициента пористости горных пород в России остается нерешенным вопросом. Достоверность оценки начальных, текущих и остаточных запасов нефти, газа и других ископаемых при допускаемой относительной погрешности аппаратуры ГИС $\pm 10\%$ не гарантирована. Соответственно, оценка коэффициента извлечения нефти производится с достоверностью не выше $\pm 10\%$.

- В России отсутствует единая метрологическая служба, ответственная за измерения в сфере недропользования. Поэтому создание Российского геофизического центра метрологии и сертификации (РГЦМС) с полным набором первичных государственных эталонов является приоритетной задачей в метрологическом обеспечении российской ГИС. Без него возможен государственный учет углеводородного сырья, но с большой погрешностью (не менее $\pm 10\%$) и невозможна конкуренция российской геофизики на мировом рынке.

Из-за недостатка эталонов и научно обоснованных стандартов геофизическое приборостроение в РФ в настоящее время существенно уступает иностранным конкурентам в точности результатов ГИС. Отсутствует возможность создания полноценных методик калибровки, оценки геологических параметров нефтегазовых традиционных месторождений и ТриЗ-коллекторов. Разработка научно обоснованных методик калибровки приборов ГИС и интерпретация данных (особенно для новых, малоизученных разрезов, а также эталонов для этих разрезов) с высокими показателями точности и достоверности затруднительна. Недостаточно развита подготовка квалифицированных кадров в области метрологического обеспечения, потому что существующие эталоны были разработаны в 80-х годах прошлого столетия. Свойства этих эталонов уже подробно изучены, они актуальны для прошлого века [7, 17]. Поэтому метрология ГИС, создание эталонов, способных воспроизводить физические свойства разрезов ТриЗ и арктического шельфа, развивается медленно.



Отсутствие ряда эталонов, в частности таких, как эталоны пористости доломитовых нефтенасыщенных и газонасыщенных пород, не позволяет развиваться российской геофизике в области создания принципиально новых геофизических методов исследований в скважинах, новой аппаратуры, например, для применения методов магнитно-резонансной томографии пластов, акустических сканеров трещиноватости пластов, спектроскопии и т.д. [17]. Например, 3 сентября 2019 г. анонсирована новая зарубежная система, в которой реализованы методы микроэлектрического и высокочастотного ультразвукового каротажа в одном приборе, что позволило повысить разрешающую способность определения трещин в пласте с точностью до 1 мм [10]. Этот метод ГИС успешно применяется на российских месторождениях ТриЗ и показал свою эффективность при применении технологии гидроразрыва пласта. Для создания аппаратуры такого класса требуются эталоны с известными характеристиками микроэлектрического каротажа и параметрами трещиноватости породы.

Приоритетные направления в области метрологического обеспечения ГИС. Сегодня можно выделить следующие приоритетные направления российской метрологии в области ГИС [5].

1. Изготовление эталонных образцов с требуемыми техническими и физическими параметрами:

- эталоны коэффициента нефте-, водонасыщенности пористых пород с пористостью от 1 до 40 % с основной допускаемой абсолютной погрешностью $(0,9 + 0,02K_p)$. По вещественному составу минерального скелета они могут быть песчаные (кварцитовые), кальцитовые и доломитовые: эталоны коэффициента пористости и коэффициента нефте-, газо-, водонасыщенности пористых песчаных, кальцитовых и доломитовых пластов, пересеченных скважинами разного диаметра, законченные цементируемыми обсадными колоннами, для аппаратуры нейтронного каротажа; эталоны пористости с пластиковыми корпусами для аппаратуры ядерного магнитного каротажа;

- эталоны глинистости и концентрации урана (U), тория (Th) и калия (K) пористых песчаных пород с мощностью экспозиционной дозы гамма-излучения от 2 до 250 мкР/ч, допускаемая основная относительная погрешность $\pm 15\%$; эталоны кальцитовых и доломитовых пластов, пересеченных скважинами разного диаметра, с разными обсадными зацементированными колоннами для аппаратуры гамма-каротажа и спектрометрии при построении калибровочных функций для разных нормальных условий измерений;

- эталоны параметров обсаженной скважины при гамма-акустическом контроле технического состояния, интервальном времени распространения ультразвука от 140 до 600 мкс/м с допускаемой основной относительной погрешностью $\pm 3\%$, коэффициенте затухания ультразвука от 2 до 30 дБ/м с допускаемой основной относительной погрешностью $\pm 15\%$; эталоны плотности цемента при фиксированной толщине стенки обсадной колонны и плотности пласта для разных геолого-технологических условий; эталоны параметров «микрозора» между колонной и цементом, между цементом и породой, параметров типового дефекта «канал»;

- эталоны параметров потока в колонне и заколонных перетоков флюидов необходимы для ГИС-контроля разработки нефтегазовых месторождений на комплексе эталонов, воспроизводящих параметры потока вода – нефть – газ в колоннах добывающих наклонно-направленных и горизонтальных скважин: рабочий эталон параметров потока в колонне для скважинных расходомеров, влагомеров, плотностометров и резистивиметров; эталонная установка мультифазного расходомера потока вода – нефть – газ.

- эталоны электрических параметров пластов диапазоном измерений УЭП от удельной электрической проводимости бесконечной однородной среды и диапазоном измерений 0,025-50 См/м с допускаемой основной относительной погрешностью $\pm 0,5\%$; разработка методики прямых измерений удельной электропроводности для пласта, пересеченного скважиной; калибровка с экспериментальным построением КПФ двух переменных при стандартном диаметре скважины; проверка методик измерений удельной электропроводности пласта при наличии зоны проникновения.

2. Обеспечение сличения российских эталонов с эталонами стран участниц ЕЭС, ШОС и БРИКС, а также США для поддержания единства геофизических измерений на международном уровне, конкурентоспособности российской геофизики и признания международными метрологическими центрами.



3. Инициирование работ по разработке технологий и программного обеспечения для математического моделирования.

4. Разработка новых методик по калибровке аппаратуры ГИС и, соответственно, новых методик интерпретации данных, с целью снижения относительной погрешности измерений до $\pm 2\%$, независимо от внешних факторов.

Создание метрологического центра в России. В мировой практике ГИС странами – лидерами в области геофизической науки, техники и технологии созданы собственные национальные метрологические центры. Целью создания таких центров является обеспечение единства требуемой точности измерений с помощью калибровочных лабораторий сертифицированных по требованиям международного стандарта ГОСТ Р СО-МЭК 17025-2006.

Создание единого РГЦМС при участии государства (выделение земельного участка под новое строительство, компетенции и оборудование), государственных и частных нефтегазовых компаний (создание современных высокоточных геофизических эталонов, строительство хранилища для них и зданий для испытаний и сертификации геофизической техники) и нефтесервисных организаций позволит повысить точность геофизических данных на российских месторождениях, в том числе ТриЗ и на арктическом шельфе, а также выйти на международный уровень оказания геофизических услуг.

Функционирование РГЦМС позволит решить следующие задачи:

- создание, хранение и обслуживание высокоточных первичных национальных геофизических эталонов мирового уровня;
- обеспечение передачи единиц геофизических величин рабочим эталонам и приборам геофизических компаний России и зарубежным, работающим на территории России [5];
- обеспечение в нефтегазовом секторе единства и требуемой точности скважинных геофизических измерений, выполняемых с участием отечественных и зарубежных компаний [5];
- создание единой нормативной базы и проведение метрологической экспертизы отчетов по оценке запасов нефти и газа, проектов разработки месторождений;
- гарантирование достоверности оценки минерально-сырьевых запасов и ресурсов РФ, включая месторождения с ТриЗ и месторождения на шельфе Арктики и Дальнего Востока;
- сертификация измерительной техники и аудит участников рынка геофизических услуг; сертификация техники для подтверждения, соответствия требованиям отечественных и зарубежных геофизических стандартов;
- сертификация геофизических услуг для ведения реестра геофизических компаний, компетентность которых подтверждена независимым аккредитованным органом – РГЦМС;
- создание и ведение реестра доступных геофизических технологий как российских, так и зарубежных для использования в недропользовании;
- сличение российских геофизических эталонов с эталонами стран-участников ЕЭС, ШОС и БРИКС, а также КНР, США, Франции и Великобритании; поддержание единства геофизических измерений на международном уровне;
- участие в подготовке высококвалифицированных специалистов с глубоким знанием теории и практики скважинных измерений параметров нефтегазовых пластов, пересеченных скважинами [2];
- защита недропользователей от недостоверной геофизической информации;
- повышение конкурентоспособности российской геофизики на мировом рынке;
- создание эталонной базы с учетом геологических особенностей разрезов месторождений в регионах РФ.

Решение этих задач обеспечит научно обоснованное управление рациональным нефтеизвлечением в России с достоверной оценкой запасов нефти и газа. Разработка и исполнение требований к системе обеспечения единства геофизических измерений, сертификации геофизической техники, технологий и геофизических услуг в РФ позволит подготовить квалифицированные кадры в области метрологического обеспечения ГИС в соответствии с ведущими отраслевыми тенденциями. Важно отметить, что такой центр совсем не обязательно должен располагаться в одном месте, а может иметь развитую региональную сеть и использовать уже существующую инфраструктуру, в том числе со стороны предприятий ОПК.



Смежные отрасли и кадры. Для создания метрологического обеспечения мирового уровня в России потребуются кадры в области геологии, геофизики, петрофизики, математики, химии, физики. С развитием оснащения метрологических центров необходимым оборудованием появятся следующие возможности: проведение научных исследований и обоснование результатов исследований на оборудовании метрологического центра; разработка новой (в том числе комбинированной) аппаратуры ГИС и возможность подтверждать характеристики данной аппаратуры; разработка новых методов и технологий изучения свойств пластов; разработка и научное обоснование, основанное на экспериментальных исследованиях, методологии проведения измерений и интерпретации данных ГИС; проведение научно-исследовательской работы в области геологии и геофизики.

Все эти возможности внесут значительный вклад в развитие науки как в области метрологии, так и в смежных областях (геологии, геофизики, петрофизики и т.д.) и, как следствие, позволят получить кадры мирового уровня во всех смежных областях.

Для создания эталонов стандов потребуются компетенции следующих российских промышленных предприятий:

- оборонно-промышленного комплекса РФ для создания высокоточных эталонных датчиков и измерительных приборов: прецизионные датчики температуры с разрешающей способностью не хуже 0,1, погрешностью менее 1 % (рабочая температура до 150 °С, рабочие синусоидальные вибрации до 30 g, рабочая ударная нагрузка до 1000 g); прецизионные датчики давления с разрешающей способностью не хуже 0,1, погрешностью менее 1 % (рабочая температура до 150 °С, рабочие синусоидальные вибрации до 30 g, рабочая ударная нагрузка до 1000 g); прецизионная электронная компонентная база; высокотемпературные ударовибростойкие акселерометры (рабочая температура до 150 °С, рабочие синусоидальные вибрации до 30 g, рабочая ударная нагрузка до 1000 g); высокотемпературные ударовибростойкие магнитометры (рабочая температура до 150 °С, рабочие синусоидальные вибрации до 30 g, рабочая ударная нагрузка до 1000 g); электромеханические устройства (скважинные электротурбогенераторы, центраторы, управляемые с поверхности скважинные прижимные устройства, прецизионные насосы с контролем количества прокачиваемого флюида с точностью не хуже 0,1 % и т.д.).

- горнодобывающей промышленности для получения необходимых фракций горных пород с нужными физико-химическими свойствами и создания новых эталонов для новых малоизученных или неизученных месторождений, а также месторождений с ТриЗ и на арктическом шельфе.

Заключение. Существующая отечественная геофизическая измерительная техника и оборудование широко применяются на разрабатываемых месторождениях – до 80 % от общего объема геофизических работ (до 20 % работ выполняют иностранные компании). Разведка и разработка новых и малоизученных нефтегазовых месторождений в России, в том числе в арктической зоне [8, 16] и месторождений с ТриЗ [16] требуют оперативного решения вопросов, связанных с созданием в РФ собственной эталонной базы, стандов и методик измерений для новых месторождений, обновления, модернизации метрологического оборудования и методологии интерпретации данных ГИС для существующих месторождений нефти и газа.

Показатели точности российских комплексов ГИС находятся на уровне $\pm 10\%$ из-за ограниченного набора эталонов для проведения метрологических работ. Современные международные требования нефтегазовой отрасли к показателям точности результатов исследований ГИС составляют $\pm 2\%$. Для достижения мирового уровня метрологии ГИС в РФ требуются эталоны, метрологические станды и актуальные методологии интерпретации данных ГИС для новых и малоизученных месторождений нефти и газа [14, 15] как на территории России, так и в мире.

Основами для создания объединенной и эффективной отрасли метрологии ГИС в РФ, в том числе для обеспечения выхода отечественных сервисных компаний по предоставлению услуг ГИС на международный нефтесервисный рынок и удержания текущего уровня добычи нефти по оптимистичному сценарию на уровне в 550 млн т в год к 2035 г. [1], должны стать:

- производство российского лабораторного метрологического оборудования – до 4000 позиций;
- создание испытательных стандов – до 25 комплектов;
- создание наборов рядов образцов горных пород с привязкой к региональной геологии – до 3000 единиц метрологических эталонов;



- организация единого национального метрологического центра, включающего региональные метрологические центры (до восьми), распределенные по федеральным округам России или по нефтегазоносным провинциям;

- разработка безлюдных технологий для проведения рутинных лабораторных работ (в РФ возможно автоматизировать до 500000 операций по калибровке оборудования в год);
- предиктивная аналитика для анализа результатов геофизических исследований.

Полная реализация всех предложений развития отечественной метрологии ГИС в нефтегазовой отрасли позволит получить к 2035 г. следующие результаты:

- рост до 40 % уровня производительности труда за счет внедрения безлюдных технологий и оптимизации алгоритмов исследований;

- снижение операционных затрат на разведку и разработку месторождений за счет повышения точности проведения измерения ГИС в ТЭК – в ценах 2020 г. до 117-135 млрд руб.;

- создание новых рабочих мест в метрологии ГИС РФ для высококвалифицированного персонала – до 30 % от текущей общей численности инженерных и рабочих кадров в отрасли;

- снижение зависимости от импорта метрологического оборудования и применяемых методов исследования до 90 %;

- возможность занять до 20 % мирового рынка геофизических исследований скважин, составляющего 8,8 млрд дол. по состоянию на 2019 г. [18].

По результатам анализа при развитии метрологии ГИС РФ в соответствии с предложенным планом существует вероятность увеличения ряда рисков. В первую очередь, это технологические риски из-за возможных санкционных ограничений на поставку зарубежного оборудования и технологий и доминирования зарубежных компаний при проведении комплекса работ ГИС на новых нефтегазовых месторождениях. Разработка и внедрение собственных технологий и технических компетенций при обеспечении долгосрочных контрактов между заказчиками и производителями должны снизить данные риски. Также существуют и финансовые риски: высокие капитальные затраты на дооснащение и создание метрологических центров, затраты на создание системы обработки метрологических данных в масштабе страны. Финансирование работ предполагается проводить на основе схемы государственно-частного партнерства. Стоит отметить и производственные риски: риск невыполнения и срыва сроков разработки оборудования и стендов, риск несоответствия производимой продукции изначальным техническим отраслевым требованиям. Только активное взаимодействие разработчиков и производителей с органами власти, внедрение лучших мировых практик проектного управления с четкой привязкой к отечественным реалиям и особенностям нефтегазового комплекса способны полностью исключить негативные производственные факторы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жданев О.В. О приоритетных направлениях развития буровых технологий в России / О.В.Жданев, К.Н.Фролов // Нефтяное хозяйство. 2020. № 5. С. 42-48. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-5-42-48
2. Жданев О.В. Техническая политика нефтегазовой отрасли России: задачи и приоритеты / О.В.Жданев, В.С.Чубоксаров // Энергетическая политика. 2020. № 5. С. 76-91. DOI: 10.46920/2409-5516_2020_5147_76
3. Жданев О.В. Опыт создания российского оборудования для проведения исследований необсаженных наклонно направленных скважин // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2018. № 12. С. 65-73. DOI: 10.30713/1999-6942-2018-12-65-73
4. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов РФ от 01.11.2013. № 477. URL: http://gkz-gf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhdennye.pdf (дата обращения 17.08.2020).
5. Лобанков В.М. Требования к эталонам параметров пластов при оценке запасов нефти и газа / В.М.Лобанков, В.В.Лаптев // Недропользование XXI век. 2015. № 4 (54). С. 28-32.
6. Метрологические требования к геофизическим данным при оценке запасов нефти / В.М.Лобанков, Л.Р.Ахметова, З.Г.Гарейшин, Н.М.Мамонтов // Горный журнал. 2019. № 5. С.14-16. DOI:10.17580/gzh.2019.05.02
7. Проблемы метрологического обеспечения нефтяного комплекса России / С.М.Горюнова, Л.М.Мухаметханова, Л.В.Петухова, Н.Г.Николаева // Вестник Казанского технологического университета. 2011. № 11. С. 263-266.
8. Разведочное бурение на арктическом и дальневосточном шельфе России / О.В.Жданев, К.Н.Фролов, А.Е.Коньгин, М.Р.Гехаев // Арктика: экология и экономика. 2020. № 3 (39). С.42-48. DOI: 10.25283/2223-4594-2020-3-97-110
9. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения 2.08.2020).
10. About drilling contractor. URL: <https://www.drillingcontractor.org/schlumberger-introduces-high-definition-dual-imaging-while-drilling-service-for-oil-based-mud-53659> (дата обращения 17.08.2020).



11. *Brown S.R.* Inversion of geophysical measurements for fracture geometry / M.L.Brown, S.R.Smith // The 38th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), 7-10 July 2001, Washington, USA. OnePetro, 2001. 8 p.
12. *Cywicka-Jakiel T.* The use of the MCNP code for the quantitative analysis of elements in geological formations / T.Cywicka-Jakiel, U.Woynicka, T.Zorski // International conference on supercomputing in nuclear applications SNA'2003, 22-24 September 2003, Paris, France. ETDEWEB, 2003. 12 p.
13. From Houston API Calibration Pits... to Artigueloutan Logging Metrological Facility / P.Chuilon, G.Puyou, E.Caroli, T.Vandamme, J.Inciarte, M.Kozlowski, B.Dillon // SPWLA 60th Annual Logging: Symposium Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 15-19 June 2019, Woodlands, Texas, USA. OnePetro, 2019. 25 p.
14. *Litvinenko V.S.* Hydrocarbon potential of the Ural-African transcontinental oil and gas belt / V.S.Litvinenko, A.V.Kozlov, V.A.Stepanov // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2017. Vol. 7. Iss. 1. P. 1-9. DOI: [10.1007/s13202-016-0248-4](https://doi.org/10.1007/s13202-016-0248-4)
15. *Petrakov D.G.* The effect of fluid saturation on the elastic-plastic properties of oil reservoir rocks / D.G.Petrakov, K.S.Kupavykh, A.S.Kupavykh // Curved and Layered Structures. 2020. Vol. 7. Iss. 1. P. 29-34. DOI: [10.1515/cls-2020-0003](https://doi.org/10.1515/cls-2020-0003)
16. *Prishepa O.M.* Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia / O.M.Prishepa, Y.V.Nefedov, O.E.Kochneva // Periodico Tche Quimica. 2020. Vol. 17. Iss. 34. P. 915-924.
17. *Shore M.* Physical Properties Measurements For Mineral Exploration Geophysics // Society of Exploration Geophysicists, 17-22 October 2010, Denver, Colorado, USA. OnePetro, 2010. 4 p.
18. Spears & Associates, Inc. Oilfield Market Report 2019. URL: http://www.usaee.org/chapters/documents/houston_USAEE_Sept_2018.pdf (дата обращения 17.08.2020).
19. *Zharkov A.M.* The conceptual model for the formation and evaluation of hydrocarbon resources in the most significant shale formations of Russia // EAGE/SPE Joint Workshop on Shale Science 2017: Prospecting and Development, 10-11 April 2017, Moscow, Russia. European Association of Geoscientists & Engineers, 2017. P. 1-4. DOI: [10.3997/2214-4609.201700194](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700194)

Авторы: **О.В.Жданеев**, канд. физ.-мат. наук, руководитель дирекции технологий, zhdaneev@rosenergo.gov.ru (ТЭК ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, Москва, Россия), **А.В.Зайцев**, директор проекта дирекции технологий, zausev@rosenergo.gov.ru (ТЭК ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, Москва, Россия), **В.М.Лобанков**, д-р техн. наук, профессор, lobanov-vm@mail.ru (Уфимский государственный нефтяной технический университет, Республика Башкортостан, Уфа, Россия)

Статья поступила в редакцию 28.08.2020.

Статья принята к публикации 30.11.2020.