

валообразных поднятий и аккумуляции нефтяных углеводородов в уже сформированных ловушках брахиантиклинального типа. В результате в межсолевых отложениях образовались нефтяные залежи сводового типа, иногда с элементами литолого-стратиграфического и тектонического экранирования.

Приведенные выше обобщения по вопросу о закономерностях размещения нефтяных залежей Припятского прогиба обосновывают следующие основные практические рекомендации по направлению дальнейших нефтепоисковых работ в рассматриваемом регионе:

а) усилить комплексные исследования по выявлению локальных брахиантиклинальных и куполовидных структур по подсолевым и межсолевым отложениям в пределах, прежде всего, центральных частей валов, являющихся основными зонами нефтегазонакопления, а также менее отчетливо выраженных, малоамплитудных поднятий в депрессиях – зонах нефтегазообразования. Именно с локальными структурами брахиантиклинального и куполовидного типов древнего заложения (не позднее елецко-лебедянского возраста ($D_{3el-D_{3lb}}$)) связаны основные, относительно более крупные сводовые залежи нефти в подсолевом и межсолевом комплексах девона (D).

б) систематически осуществлять комплексные научно-тематические обобщения всех материалов поисково-разведочных работ, прежде всего глубокого бурения. Перед этими исследованиями должна стоять главная задача — определение предполагаемого местоположения сводовых частей структур антиклинального типа, а также оценка возможности формирования в их пределах промышленных залежей нефти на основе учета структурно-тектонических, физико-литологических, геохимических, гидрогеологических факторов.

Список литературы

1 Махнач А.А. Введение в геологию Беларуси / науч. ред. А.В. Матвеев. – Минск : Ин-т геол. наук НАН Беларуси, 2004. – 198 с.

2 Стратиграфические схемы докембрийских и фанерозойских отложений Беларуси / С.А. Кручек, А.В. Матвеев, Т.В. Якубовская [и др.]. – Минск, 2010. – 257с.

3 Карта структурного районирования межсолевого комплекса Припятского прогиба для решения задач эффективного освоения ресурсов углеводородов. Масштаб 1:200 000 / В.Н. Бескопыльный, Р.Е. Айзберг, Я.Г Грибик. – РУП «Белкартография», 2011 г.

4 Тектоническая карта Белоруссии. – 1:500 000 / Р.Г. Гарецкий [и др.]. – Мн.: Институт геохимии и геофизики АН БССР, 1974 г.

Т.А. МЕЛЕЖ¹, Д.Н. ЮРЧЕНКО²

ПРИМЕНЕНИЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА (РЕСПУБЛИКА БЕЛАРУСЬ) РАДОНОВОГО ИНДИКАТОРНОГО МЕТОДА

¹УО «Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины»,

г. Гомель, Республика Беларусь

tatyana.melezh@mail.ru

²ОАО «Буровая компания «Дельта»,

Радоновый индикаторный метод исследования скважин – один из промыслово-геофизических методов, в основу которого положены гамма – каротажные наблюдения за распределением по стволу скважины и в околоскважинной зоне радиоактивного газа радона – 222, растворенного в жидкости при его закачке в перфорированные интервалы.

Эволюция радона приводит к появлению короткоживущих и незначительного количества долгоживущих продуктов распада. При распаде радона образуются гамма-излучение дочерних продуктов: короткоживущие P_{B}^{214} ($T_{1/2} = 26,8$ мин), Bi^{214} ($T_{1/2} = 19,7$ мин) и долгоживущие – P_{B}^{210} ($T_{1/2} = 21,4$ лет), P_{O}^{210} ($T_{1/2} = 138,3$ сут.). Основными гамма-излучающими элементами являются короткоживущие продукты распада [1, 2].

Радон практически не адсорбируется горными породами и оборудованием скважины. Он растворяется в жидкостях, содержащих органические вещества лучше, чем в воде. Способность радона растворяться – основа простых способов введения его в скважины. Использование жидких носителей радона позволяет создать радиационно-безопасные условия для работы.

Радон – наиболее долгоживущий изотоп эманации радия. Радон-222 является самым тяжелым и самым рассеянным газом на планете. Период полураспада радона-222 3 суток и 19 часов. В природных условиях радон не образует химических соединений и не вступает в какие-либо биохимические реакции, что предопределяет одну из основных предпосылок его применения в качестве меченого атома. Способность радона растворяться является основой способов введения его в нефтегазовые скважины. Растворенный радон (как меченый атом) не адсорбируется на буровом и каротажном оборудовании, на глинистой корке и скелете пород. Радон очень хорошо растворяется в воде (коэффициент растворимости $\Omega=0,25$), но еще лучше он растворяется в нефти, спирте, керосине и других органических жидкостях [4].

Использование радона для исследования нефтегазовых скважин началось сравнительно недавно (с середины 70-х годов прошлого века), достаточного фактического материала для достоверной оценки радиационного воздействия радона на всех этапах проведения исследований в нашей стране не имелось [2].

Данный метод имеет ряд преимуществ [1]:

1 радоновый индикаторный метод может применяться при любой конструкции и способе эксплуатации скважин, которые позволяют производить закачку раствора и проводить измерения глубинным прибором гамма-каротажа;

2 радон-222 является чистым альфа-излучателем и практически не адсорбируется горными породами, он растворяется в органических жидкостях лучше, чем в воде;

3 при распаде радона образуются изотопы, которыми обусловлено более 99 % интенсивности гамма-излучения, при этом продукты распада радона хорошо адсорбируются на любой поверхности;

4 определение заколонной циркуляции;

5 определение места нарушения колонны.

Стареющий фонд скважин, рост обводненности продукции требуют повышенного внимания к исследованиям по контролю за разработкой месторождений.

Крупные месторождения в РБ относятся к «старым» месторождениям и находятся в поздней стадии разработки, из этого вытекают и трудности добычи нефти. Во-первых, скважины, находящиеся в эксплуатации, физически изношены и требуют постоянного контроля за состоянием эксплуатационных колонн, подземного оборудования и работающих пластов. Во-вторых, вследствие контурного, внутриконтурного и очагового заводнения повысилась обводненность продукта. В-третьих, т.к. нагнетательные скважины работают при высоком давлении на устье, велика вероятность нарушения эксплуатационных колонн и попадания нагнетаемых сточных соленых вод в верхние горизонты пресной питьевой воды, а также прорыва очагов обводнения в добывающие скважины, что приводит к полному обводнению добываемой продукции.

Исходя из вышеизложенного, в настоящий момент необходимо как можно чаще проводить исследования эксплуатационных скважин с целью определения

технического состояния колонн, определения мест заколонного движения жидкости в неперфорированных пластах, определения мест нарушений и выявление мест заколонных перетоков жидкости из перфорированных пластов в выше- или нижележащие пласты [5].

Технология введения радонового индикатора. Данный метод ранее (до Чернобыльской катастрофы) достаточно широко применялся на скважинах нефтяных месторождений Беларуси. Использование его в настоящее время с применением традиционного способа введения радонового индикатора в носитель (перемешивание в открытом мернике агрегата с последующей закачкой в нагнетательную линию, содержащую шарнирные соединения, допускающие утечки в случае отсутствия давления) невозможно в связи с ужесточением санитарных норм. В ходе всестороннего изучения проблемы было принято решение разработать принципиально новую технологию, полностью исключающую выброс (разлив) радиоактивной жидкости при приготовлении и закачке индикатора [5, 6].

Предложенный метод основан на активации носителя радоном и закачке его в скважину с помощью эжекторного насоса с регулируемым штуцером. Оборудование состоит из трех основных узлов: корпуса эжектора, эжекторной вставки и регулируемого штуцера. Принцип работы основан на подсосе жидкости из контейнера с радоновым индикатором в поток рабочей жидкости (носителя), перетекающей с высокой скоростью из нагнетательной линии через сопло в камеру смешения, диффузор и затем через тройник фонтанной арматуры в насосно-компрессорные трубы. Расход радонового индикатора, а, следовательно, концентрацию его в носителе, регулируют штуцером. Монтаж эжектора непосредственно на фонтанной арматуре обеспечивает отсутствие утечек при проведении работ.

По итогам испытаний принято решение о проведении опытно-промысловых испытаний технологии и оборудования. Индикаторные исследования по определению заколонных перетоков с применением радонового индикатора были выполнены на скважине 171s2 Южно-Осташковичского месторождения, эксплуатирующей задонский горизонт [6].

Результаты радоновых съемок в пределах месторождений нефти и газа можно сравнить с накопленным опытом проведения эманационных съемок над залежами радиоактивных руд. Такого рода сравнение дает возможность выявить аналогии в распределении радиоактивных аномалий и найти определенные закономерности в распределении радона в пределах залежей углеводородов.

Список литературы

1 Зарубежнов, С.А. Контроль технического состояния скважин на территории Ромашкинского месторождения с использованием радонового индикаторного метода / С.А. Зарубежнов // Материалы научной сессии студентов. Часть 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2012. – С. 55–56.

2 Киляков, А.В. История развития эманационных методов и их роль в нефтяной геологии на современном этапе / А.В. Киляков // Известия Саратовского университета. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. – 2013. – Т. 13, вып. 2. – С. 57–60.

3 Киляков В.Н. Геоэкологическая оценка радонового индикаторного метода для исследований нефтегазовых скважин / В.Н. Киляков // Промышленная безопасность. – 2006. – № 6. – С. 24–29.

4 Филиппов В.П. Применение индикаторного метода по радону для изучения нефтенасыщенных пористых сред / В.Н. Филиппов. – М. : ВНИИОЭНГ, 2003. – 272 с.

5 Юрченко Д.Н. Применение и технология введения радонового индикатора в скважину (Республика Беларусь, Припятский прогиб) / Д.Н. Юрченко // Устойчивое развитие: региональные аспекты: сборник материалов VIII региональной научно-практической

конференции молодых ученых, Брест, 18 ноября 2016 г. / Брест. гос. ун-т им. А. С. Пушкина; редкол.: И. В. Абрамова, Т. А. Шелест, А. Д. Панько. – Брест: БрГУ, 2017. – С. 57–59.

6 Юрченко Д.Н. Общие сведения и методика исследования скважин радоновым индикатором / Д.Н. Юрченко // Географические аспекты устойчивого развития регионов [Электронный ресурс]: II международная научно-практическая конференция (Гомель, 23–24 марта 2017 г.): [материалы]. – Электрон. текст дан. (объем 76,3 Mb). – Гомель: ГГУ им. Ф. Скорины, 2017. – С. 265–268.

О.В. САРЫЧЕВА

ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА МЕЛОВЫХ И ЮРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОДУКТИВНЫХ КОМПЛЕКСОВ НА ОБЪЕКТАХ ЮЖНО-КАРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО БАССЕЙНА

*Баширский государственный университет,
г. Уфа, Российская Федерация,
sov_21041992@mail.ru*

По экспертным оценкам ведущее место по запасам на территории Российского шельфа принадлежит недрам арктических морей – Баренцева (49 %), Печорского (15 %), Карского (35 %). Нефтегазовые бассейны западной части арктического шельфа России лежат на подводном продолжении крупнейших нефтегазоносных провинций мира – Тимано-Печорской и Западно-Сибирской. Так акватория Карского моря и ее южное и юго-восточное побережье, включая полуостров Ямал, является прямым продолжением Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, что определяет актуальность нефтепоисковых работ на всей площади. [4].

На акватории Карского моря выделяются ряд нефтегазоносных областей (НГО), газонефтеносных областей (ГНО) и перспективных нефтегазоносных областей (ПНГО): Предновоземельская НГО (Западно-Карская НГО), Свердрупская ПНГО, Ямальская НГО (Ямало-Гыданская НГО), Южно-Карская ГНО, наибольший интерес по нашему мнению должен уделяться последним двум [3], где предполагается скопление углеводородов в уже выявленной ранее Скуратовской зоне поднятий, а именно Нармейской и Скуратовской перспективных зонах нефтегазонакопления (ПЗНГН) [5]. В разрезе осадочного чехла в пределах данных областей выделяется шесть нефтегазоносных комплексов (альб-сеноманский, аптский (баррем-аптский), неокомский, верхнеюрский, среднеюрский, нижнеюрский) [1]. В целом Южно-Карской области была установлена промышленная нефтегазоносность в меловом комплексе, а юрские отложения (юрский нефтегазоносный комплекс – НГК) обнаружены в единичных залежах и проявлениями нефти и газа в пределах прибрежной суши Ямальской НГО, который на сегодняшний день на территории шельфа, по нашему мнению является перспективным [2].

В результате данных переинтерпретации сейсморазведки были выделены и откартированы опорные отражающие горизонты, в последствии методом интерполяции в программном продукте *GeoGlobeTechnologies* (разработка ООО «РН-УфаНИПИнефть», автор разработки Абабков К.В.), были выполнены структурные построения по основным отражающим горизонтам Г, М, Б и др., по результатам которого выделены поисковые объекты антиклинального типа: Нармейская и Скуратовская структуры. Нармейская структура, четко прослеживается по всему разрезу осадочного чехла, выделяется в виде брахиантиклинальной складки сложной формы, имеющей субмеридиональное простирание. Скуратовская структура аналогично имеет признаки антиклинального перегиба, выраженные по всему разрезу