

Наличие высоких показателей тревожности в группе среднего подросткового возраста связано с периодом подросткового кризиса. Большое значение для заниженной самооценки подростка в возрасте 14 лет имеет расхождение между возникшими у него потребностями и обстоятельствами жизни, ограничивающими возможность их реализации. Подростки склонны воспринимать угрозу своей самооценки и жизнедеятельности в обширном диапазоне ситуаций и реагировать напряженным состоянием тревожности.

Литература

- 1 Рогов, Е. И. Курс лекций по общей психологии / Е. И. Рогов. – М. : Владос, 1995. – 392 с.
- 2 Айзенк, Г. Ю. Исследования человеческой психики. Почему мы ведем себя именно так? / Г. Ю. Айзенк. – М. : ЭКСМО – Пресс, 2002. – 480 с.
- 3 Божович, Л. И. Личность и ее формирование в детском возрасте / Л. И. Божович. – СПб. : Питер, 2008. – 400 с.

УДК 550.832

Д. Н. Юрченко

РАДОНОВЫЙ ИНДИКАТОРНЫЙ МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ЕГО ПРИМЕНЕНИЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

В статье описан один из промыслово-геофизических методов – радоновый индикаторный метод исследования скважин. Определены преимущества метода и возможности его применения на месторождениях Припятского прогиба. Результаты радоновых съемок в пределах месторождений нефти и газа можно сравнить с накопленным опытом проведения эманационных съемок над залежами радиоактивных руд.

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 $P_{\text{В}}^{214}$ ($T_{1/2} = 26,8$ мин), $Вi^{214}$ ($T_{1/2} = 19,7$ мин) и долгоживущие – $P_{\text{В}}^{210}$ ($T_{1/2} = 21,4$ лет), $P_{\text{О}}^{210}$ ($T_{1/2} = 138,3$ сут.). Основными гамма-излучающими элементами являются короткоживущие продукты распада [5].

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 [1, 5].

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 [4].

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 [6].

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 [7].

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].

Планом работ предусматривалось [6]:

1. Оборудовать устье скважины согласно схеме. Восстановить циркуляцию жидкости за исключением случая сильного поглощения ее скважиной. При интенсивном поглощении жидкости скважиной радоновый индикатор закачивать на поглощение без восстановления циркуляции.

2. В машине к устью скважины доставить комплект упаковочный транспортный для жидкого радонового индикатора.

3. Вентили на сборнике жидких радиоактивных отходов (на газоотводном и сливном патрубках) и кран на промывочной линии должны быть закрыты.

4. Соединить сливной линией (через тройник подсоединенный к вентилю на сливном патрубке сборника жидких радиоактивных отходов) сборник жидких радиоактивных отходов и регулируемый штуцер на эжекторе, а промывочную линию подсоединить к емкости с промывочной жидкостью.

5. При открытом затрубе приступить к закачке носителя с выводом агрегата на режим работы с расходом 2,5 л/сек.

6. Открыть кран на промывочной линии и убедиться путем контроля за расходом промывочной жидкости в том, что эжектор работает и отсутствуют утечки в нагнетательной линии и эжекторе.

7. Не прекращая закачку носителя, закрыть кран на промывочной линии.

8. Открыть последовательно вентили на сливном и газоотводном патрубках контейнера для жидких радиоактивных отходов.

9. Выполнить закачку 3 м³ носителя.

10. Продолжая закачку носителя, последовательно закрыть вентили на газоотводном и сливном патрубках контейнера для жидких радиоактивных отходов и открыть кран на промывочной линии.

11. Закачать контрольный объем носителя, равный 1,5 м³, и проконтролировать, чтобы через сливную линию и эжектор прошло не менее 3 л промывочной жидкости.

12. Продолжая закачку носителя, закрыть кран на промывочной линии.

13. Прекратить закачку носителя и закрыть центральную задвижку фонтанной арматуры. Снизить давление в нагнетательной линии до атмосферного.

14. Отсоединить сливную линию от регулируемого штуцера эжектора. Демонтировать эжектор с регулируемым штуцером с линии нагнетания. Привести комплект упаковочный транспортный для жидкого радонового индикатора в транспортное состояние и удалить с устья скважины.

15. Смонтировать нагнетательную линию и опрессовать ее на 30,0 МПа.

16. Открыть центральную задвижку.

17. Закачать 6 м³ продавочной жидкости (объем НКТ – 10,5 м³).

18. Закрыть затруб.

19. Закачать 3,7 м³ продавочной жидкости.

Результаты радоновых съемок в пределах месторождений нефти и газа можно сравнить с накопленным опытом проведения эманионных 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.

Литература

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

2 Инженерно-технологическое сопровождение буровых работ с использованием новых технологий и техники при строительстве скважин: отчет о выполненной работе / Гомель, 2012. – 103 с.

3 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.

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

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

6 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.

7 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 Мб). – Гомель: ГГУ им. Ф. Скорины, 2017. – С. 265–268.

УДК 553.048:553.982 (476)

Р. Е. Якунин

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ ДЕНИСОВИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПРИПЯТСКИЙ ПРОГИБ)

В статье изложена методика подсчета запасов нефти Денисовичского месторождения (Припятский прогиб) объемным методом. Определено, что выбор метода подсчета зависит от степени изученности месторождения и режима работы продуктивных слоев. Также указано, что в настоящее время в РУП «ПО «Белоруснефть» активно применяется методика подсчета геологических запасов нефти с использованием трехмерного моделирования.

Для подсчета запасов нефти используют следующие методы: объемный, статистический и материального баланса. Выбор того или иного метода обусловлен качеством и количеством исходных данных, степенью изученности месторождения и режимом работы залежи нефти.

В зависимости от режима работы залежи выбор метода подсчета обуславливается следующим: при водонапорном режиме возможно применение объемного и статистического методов; при упруго-водонапорном и смешанных режимах – объемного и метода материального баланса; при режимах газовой шапки и растворенного газа – всех трех методов; при гравитационном режиме – объемного и статистического методов [3].