

тогда для случая гауссовых случайных процессов $D = 2 - H$.

Следующий этап – построение графика зависимости количества частиц от их размера в двойном логарифмическом масштабе. Для фрактальных рядов точки зависимости расположены близко к некоторой прямой и показатель Херста определяется как тангенс угла наклона этой прямой к оси абсцисс.

Показатель Херста при $H_{*80} = 0,881$, $H_{*200} = 0,857$, $H_{*800} = 0,855$.

Расчет фрактальной размерности выполнялся по методу Рассела с модификацией А.В. Тушева [3; 4; 13]. Значения фрактальной размерности структуры, образованной частицами, находится по формуле:

$$D_s = 2 - k, \quad (2)$$

где D_s – фрактальная размерность структуры (частиц);

2 – топологическая мерность;

k – угловой коэффициент прямой вида $\ln N_R = f(\ln D_R)$.

Показатель фрактальной размерности распределения фракций $D_{s*80} = 1,955$; $D_{s*200} = 1,966$; $D_{s*800} = 1,963$ (примечание: индекс соответствует увеличению РЭМ-изображения). Показатель фрактальной размерности распределения частиц $D_{*80} = 1,119$; $D_{*200} = 1,143$; $D_{*800} = 1,145$. Значения фрактальной размерности D_s и D существенно отличаются, что указывает на отличие размерности, которое обусловлено распределением фракций и отдельных частиц.

Таким образом, применение ПО ImageJ к РЭМ-изображениям дало возможность расчета фрактальной размерности структуры лессового грунта. Рассчитаны показатели фрактальной размерности по методу Рассела с модификацией А.В. Тушева и с применением ПО Fractan. Значения фрактальной размерности D_s и D существенно отличаются, что указывает на отличие размерности, которое обусловлено распределением фракций и отдельных частиц.

Литература

1. Colins T J ImageJ for microscopy/ BioTechniques 43 (1 Suppl) – 2007 – p. 25-30. doi: 10.2144/000112517.
2. ImageJ (Электрон. ресурс)/ Спосіб доступу URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/ImageJ> – Загол. з екрану.
3. Mokritskaya T. On fractal characteristics and subsidence properties of loess soil/ T. Mokritskaya, A. Tushev // Тези міжнародної конференції «Геометрія в Одесі - 2015» – Одеса, 2015. – p. 55.
4. Russel AR A compression line for soils with evolving particle and pore size distributions due to particle crushing Gotechnique Letters (Impact Factor: 1.61). 03/2011; 1(January-March):5-9. DOI: 10.1680/geolett.10.00003
5. Горобець Ю. Фрактальна геометрія у природознавстві/ Ю. Горобець, А. Кучко, І. Вавилова. – К.: Наукова думка, 2008.
6. ГОСТ 12536-79 Грунты. Методы лабораторного определения зернового (гранулометрического) и микроагрегатного состава – М.: Стандартинформ, 2008. – 17 с.
7. Григорьева И.Ю. Микростроение лессовых пород./ И.Ю. Григорьева. – М.: Наука, МАИК Наука/Интерпериодика, 2001 – 141 с.
8. Ларионов А.К. Методы исследования микроструктуры грунтов. – М.: Недра, 1971. – 199 с.
9. Мандельброт Б. Фрактальная геометрия природы. М.: Ин-т компьютер. исслед., 2002. 656 с.
10. Осипов В.Н. Микроструктура глинистых пород/ В.Н. Осипов, В.Н. Соколов, Н.А. Румянцева. – М.: Недра, 1989 – 211 с.
11. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Ленинград: Недра, 1985. – 240 стр.
12. Ряченко Т.Г. Грунтоведение: учебное пособие/ Т.Г. Ряченко, Н.Н. Гринь, Ю.В. Вашестюк. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. – 124 с.
13. Ряченко Т.Г. Особенности микростроения и фрактальной структуры лессовых отложений Среднего Приднепровья и юга Восточной Сибири/ Т.Г. Ряченко, В.М. Шестопапов, В.В. Акулова, Т.П. Мокрицкая, К.А. Самойлич// Известия высших учебных заведений: Геология и разведка. – 2014 – № 5 – с. 37-42.
14. Соколов В.Н. Количественный анализ микроструктуры горных пород по их изображениям в растровом электронном микроскопе/ Соросовский образовательный журнал – 1997 – № 8 – с. 72-78.
15. Старченко Н. В. Индекс фрактальности и локальный анализ хаотических временных рядов. Автореф. дис. кандидат. физ-матем. наук. – М., 2005 – 23 с.

УПРАВЛЕНИЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ А.А. Самушева

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Геолого-физическое, литологическое строение предопределяет различные условия эксплуатации нефтяных месторождений. Что предопределяет различие в подходах к решению самых разных задач нефтедобычи, в том числе и управлению осложнениями. На месторождениях наиболее остро стоит задача снижения риска солеотложения, оптимизации применяемых технологий, выбор приоритетов в использовании новейших технологий предупреждения солеотложения [1].

Целью исследований является рассмотрение основных этапов менеджмента солеотложения; ознакомление с современным состоянием управления солеотложением на месторождениях и технологии борьбы с солеотложениями для эксплуатации нефтяного месторождения (Томская область)

Главной причиной солеотложения является падение забойного давления, что приводит к высвобождению свободного углекислого газа из добываемых флюидов, в частности из воды [2].

Химический состав неорганических отложений представлен в основном сульфатами и карбонатом кальция (ангидритом, гипсом, кальцитом), сульфатом бария (баритом), сульфатом стронция (целестином), окислами карбонатами и сульфидом железа [1].

Наиболее результативный и целесообразный способ предотвращения солеобразований является применение химических реагентов-ингибиторов.

В любом случае, сопротивление солеотложениям начинается с прогнозирования.

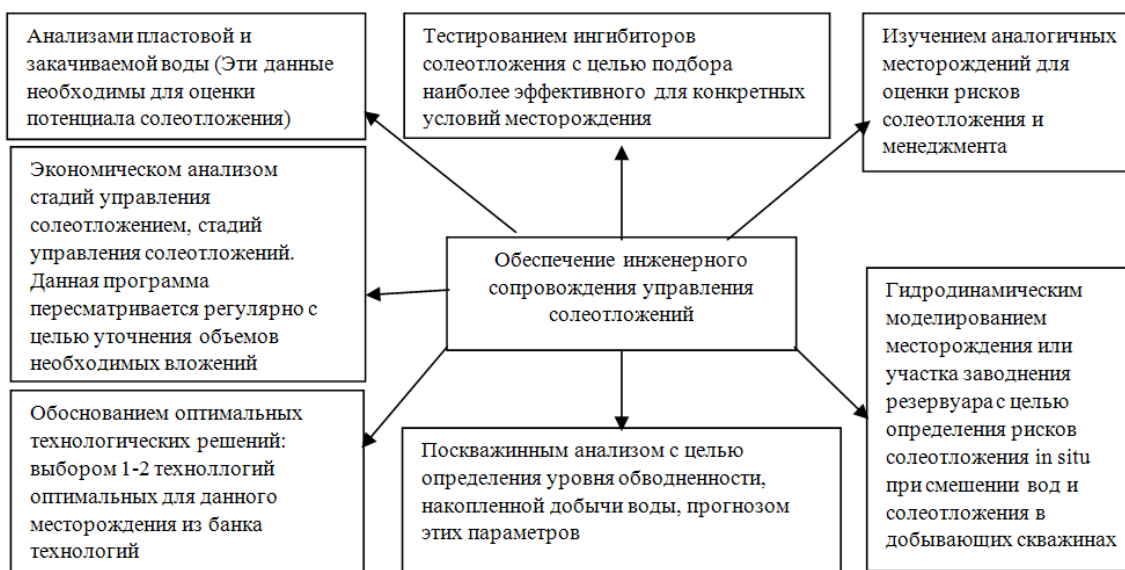
В ходе разработки месторождения программа управления солеотложения должна включать два основных проектных уровня. На первом уровне реализуется программа, включающая определение возможного количества солей, которое способно отложиться в скважинах, или интенсивность солевых отложений, определение индекса насыщения (SI - supersaturation index). Это необходимо для того, чтобы прогнозировать уровень реального солеотложения в скважинах и оценить возможные риски и потери при применении ингибиторной или иной технологии борьбы с солеотложением [1]. Существуют определенные программы, которые занимаются прогнозированием солеотложений при опускании устройства в скважину, с учетом свойств добываемых флюидов.

Существует достаточно много способов борьбы с солеотложениями, которые делятся на три вида:

Для предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании применяют технологические, физические и химические способы. Технологические и физические методы включают в себя обработку потока жидкостью магнитными и акустическими полями, операции по отключению обводненных интервалов, применение защитных покрытий поверхности оборудования и др. [4].

Широко используемым методом устранения солеотложений является химический – использование ингибиторов солеотложений, в настоящее время являются наиболее известными, эффективными и технологичными способами предотвращения отложения неорганических солей.

Расширенный анализ рисков солеотложения обеспечивается на втором уровне программы управления солеотложений, который включает моделирование реакционных процессов нагнетаемой воды и породы, изменение ионного состава при смешивании с пластовой водой в процессе движения нагнетаемой воды от нагнетательных к добывающим скважинам. Второй уровень программы предназначен для долгосрочного прогнозирования солевого потенциала месторождения на основе геологической и гидродинамической модели месторождения. Причем решение этой задачи представляется одним из этапов в переходе “marginal oilfield to smart oilfield” [1].



Условно все ингибиторы можно разделить на две группы: на основе соединений фосфора и ингибиторы солеотложения на основе полимеров [3].

Следует учитывать, что при процедуре задавке в пласт, вводится большое количество водных растворов и поэтому есть вероятность того, что пласт может быть поврежден.

Задавка ингибитора в пласт под давлением (технология SQUEEZE) - это последовательное введение пачек реагентов в пласт. Затем ингибитор в пласте адсорбируется, после этого в ходе освоения скважины с попутно добываемой водой ингибитор солевых отложений выносится вместе с ней и работает в общем объеме добываемой воды, тем самым защищая её от солеотложений [2].

Реализация технологии предполагает проведение широкого комплекса исследований:

- тестирование ингибиторов солеотложения на пластовой воде; - определение совместимости растворов ингибитора солеотложения с пластовой водой;
- исследование влияния дозировки выносимого ингибитора солеотложения на эффективность применяемых деэмульгаторов при подготовке нефти;

- исследование изменения коррозионной агрессивности скважинной продукции при содержании в ней ингибитора солеотложения в выносимой концентрации;
- исследование адсорбционно-десорбционных свойств ингибитора солеотложения в статических и динамических условиях на реальном керновом материале. Построение изотермы адсорбции;
- определение дизайна задавки. Моделирование скорости выноса ингибитора солеотложения от объема основной задавки, концентрации раствора ингибитора солеотложения, объема продавочной жидкости;
- разработка методического обеспечения задавки – составление Программы работ, определение потребности в технических средствах и химических реагентах для проведения задавки [1].

Целесообразность ингибиторов солеотложения определяется по способности ингибировать выпадение кальция в определенной пластовой воде (это определение минимальной рабочей концентрации, ниже которой ингибитор будет работать неэффективно).

КИН обусловлена практическая значимость, это сохранение или увеличение этого показателя, иначе увеличивается себестоимость бурения скважин.

Вся программа рассматривается на примере нефтяного месторождения Пионерный, что позволяет наглядно познакомиться с анализом структуры солеотложений, с этапами её реализации и состоянием.

Литература

1. Кудряшов С.Н. Менеджмент солеотложений на месторождениях «НК «РОСНЕФТЬ» // Нефтегазовое дело, 2006.
2. Невядовский Е.Ю. Менеджмент солеотложений на месторождениях «НК «РОСНЕФТЬ» // Инженерная практика. Пилотный выпуск. 2009. – С. 37-45.
3. Ситдиков С.С. Влияние совместимости химвагентов на интенсивность осложнений в процессах добычи нефти. – Уфа, 2014.
4. Шангараева Л.А. Методы предотвращения отложения солей в нефтяных скважинах // Инновации в науке . 2013. – №27

ОБЪЕМНАЯ АКТИВНОСТЬ РАДОНА В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ ЮЖНОГО ПРИАНГАРЬЯ: РЕЗУЛЬТАТЫ МОНИТОРИНГА

А.К. Семинский

Старший научный доцент С.А. Борняков

Институт земной коры Сибирского отделения Российской академии наук, г.Иркутск, Россия

Изучение временных изменений концентрации радона в подземных водах имеет практическую значимость для многих аспектов жизнедеятельности человека. Это связано с существенной вариативностью эманаций, которые при оценке объемной активности радона (Q) в одном водоисточнике могут изменяться более чем на порядок. На сегодняшний день существует множество работ, посвящённых анализу данных эманационного мониторинга подземных вод. В основном, подобные исследования ведутся в связи с поиском предвестников сильных землетрясений. Они актуальны и для урбанизированной территории Южного Приангарья, часть которой принадлежит к Байкальской рифтовой зоне, характеризующейся сложным тектоническим строением и интенсивной сейсмичностью. В рассматриваемом регионе исследования прогностической направленности, базирующиеся на мониторинге содержания радона в подземных водах, начаты сравнительно недавно [6, 3]. Однако, до сих пор практически не изучены общие закономерности эманаций и не выявлены главные факторы, на них влияющие.

Перед исследованием были поставлены следующие задачи: 1) выбрать на территории Южного Приангарья опорную сеть источников подземных вод для эманационного мониторинга, получить длинные ряды измерений объемной активности радона, проанализировать их на качественном уровне и установить наиболее общие закономерности временных вариаций, а также пределы изменчивости параметра Q; 2) сопоставить на базе статистического анализа ряды измерений объемной активности радона с вариациями таких параметров, как энергетический класс землетрясений (происходящих в дни отбора проб), температура и влажность воздуха, атмосферное давление, и установить на этой основе факторы, определяющие эманации.

Содержание (концентрация) радона в каждом водоисточнике измерялась один раз в две недели из проб объемом 100 мл. Для определений объемной активности радона (Q, Бк/л), использовался радиометр РРА-01М-03 с пределом погрешности $\approx 30\%$. Кроме замеров параметра Q, к анализу привлекались данные о метеоусловиях: температуре, давлении, влажности и энергетическом классе сейсмических событий [1, 4]. В итоге был создан массив количественных данных. Для каждого опробуемого водоисточника формировались ряды измерений, состоящие из набора параметров (содержание радона в воде, атмосферное давление, влажность, температура воздуха и энергетический класс сейсмического события), выстроенных последовательно за каждый день отбора проб. В качестве основы для исследований на качественном уровне использовались графики вариаций перечисленных параметров во времени, соответствующих каждому пункту мониторинга. Количественный анализ осуществлялся с применением стандартных методов статистики (кластерный, корреляционный и Фурье-анализы).

Для решения первой задачи было проведено рекогносцировочное опробование более 50 источников подземных вод на территории Южного Приангарья. Согласно нашим предыдущим исследованиям [5], в качестве