

УДК 551.521.9

Р.Д. Аббазов

Р.А. Майский

к.т.н, доцент кафедры математики
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
г. Уфа, Россия

ПЛОЩАДНОЙ КОНТРОЛЬ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ВРЕМЕННЫМИ ЗАМЕРАМИ НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА

Газоносные пласты, за исключением пластов с весьма высокими пластовыми давлениями, содержат при равной пористости меньше водорода в единице объема породы, чем нефтеносные и водоносные, поэтому они отмечаются более высокими показаниями нейтронного каротажа. По увеличению показаний нейтронного каротажа можно судить о газоносности пласта, следовательно, можно определить положение газожидкостного контакта [1, с.35]. На рисунке 1 приведена схема корреляции по линии скважин 1-4-3-2, с помощью которой будет проведен анализ и мониторинг положения газожидкостного контакта в данных скважинах.

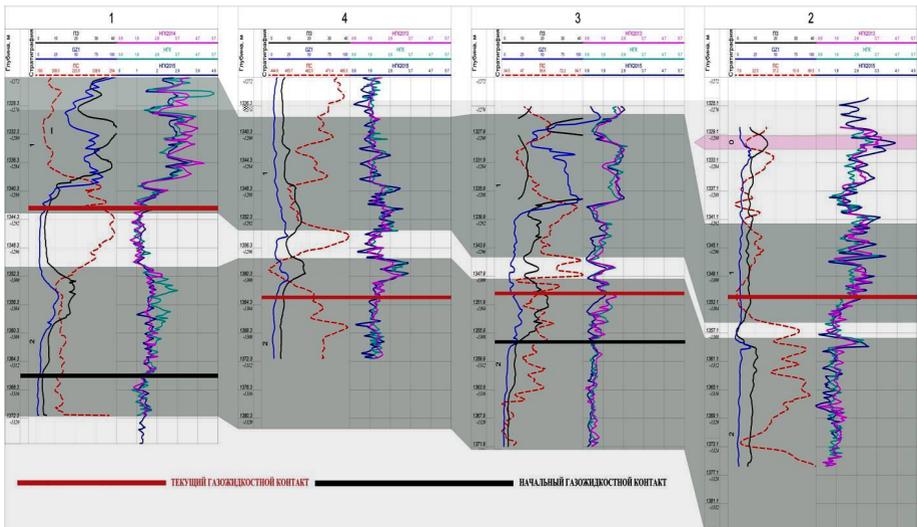


Рис. Корреляционная схема по линии скважин 1-4-3-2

Площадной контроль за разработкой пропластков 1, 2 и 3 пласта ПК в скважинах 1, 2, 3 и 4 производился с помощью временных замеров нейтронного гамма каротажа в комплексе со стандартным каротажем, представленным в данных скважинах методами потенциалов собственной поляризации (ПС), потенциал и градиент зондами (ПЗ и ГЗ).

С помощью стандартного каротажа можно сделать вывод о том, что продуктивные пропластки во всех четырех скважинах состоят из переслаивающихся песчаных и алеврито-глинистых отложений различной толщины.

В скважине 1 начальный газодляной контакт на дату бурения в 2008 году выделялся по первому замеру НГК по остаточному газу на отметке 1366,3 м (абсолютная отметка минус 1314,01 м), в связи с выработкой запасов газа пропластка 2, текущий газодляной контакт на дату 03.02.2015 г находится на отметке 1338,5 м (абсолютная отметка минус 1286,2 м).

В скважине 4 оба пропластка (1 и 2) газонасыщенные, с разницей лишь в том, что газодляной контакт не изменяет своего положения во времени (исследования нейтронным каротажем были проведены на дату бурения в 2012 году, а также в 2015 году) и отмечается в интервале пропластка 2 на отметке 1363,3 м (абсолютная отметка минус 1303), что говорит о том, что выработки газа из пласта ПК в скважине 4 не происходит.

В скважине 3 ситуация схожая со скважиной 4, оба пропластка газоносные, начальный газодляной контакт на дату 06.05.2009 г находился на отметке 1357 м (абсолютная отметка минус 1309,1 м), текущий контакт выделяется на отметке 1350,5 м (абсолютная отметка минус 1302,6 м), что также связано с выработкой запасов газа из пропластка 2.

В скважине 2 пропласток 2 не содержит газа, поэтому начальный газодляной контакт на дату 08.04.2013 г отмечается по первому замеру НГК в подошве пропластка 1 на отметке 1352,1 м (абсолютная отметка минус 1304,3 м). Текущий контакт на дату 03.02.2015 г отмечается на той же отметке, что говорит о том, что как и в скважине 4, выработки газа из пласта ПК в скважине 2 нет. Пропласток 0, отмечающийся лишь в данной скважине из четырех, насыщен газом.

Построив корреляционную схему по линии скважин 1-3-4-2 можно проследить насыщение пропластков 0, 1 и 2 газом, так, пропласток 1, газоносный во всех четырех скважинах, сдержанный по мощности, изменяющейся от 13,7 до 21,2 м, а пропласток 2, газоносный на момент разбуривания скважин в трёх скважинах (1, 3 и 4), также сдержанный по мощности, изменяющейся от 21 до 34 м, пропласток 0 отмечается только в скважине 2 и имеет ограниченную мощность в 1,9 м.

Скважина 1 была пробурена в 2008 году, что объясняет наиболее низкое положение начального газодляного контакта (абсолютная отметка минус 1314,01 м), так как пласт ПК был вскрыт на ранней стадии разработки, положение начального газодляного контакта в скважинах 3, 4 и 2 также связано с датой бурения соответствующих скважин, так, на момент бурения скважин 4 и 2 в 2012 году пласт ПК разрабатывался 3 года, что объясняет относительно высокое положение начального газодляного контакта (абсолютная отметка минус 1303,0-1304,0 м).

Текущий газодляной контакт в скважине 1 поднялся на 27,81 м по сравнению с начальным, что является следствием того, что на ранних стадиях разработки месторождений темпы добычи газа более высокие, нежели в более поздние периоды, что подтверждается в скважинах 3, 4 и 2, пробуренных в 2009, 2012 и 2013 годах, соответственно, в них движение газодляного контакта мало, либо отсутствует полностью.

Стоит отметить, что мониторинг за положением газожидкостного контакта с помощью временных замеров нейтронного каротажа осуществляется лишь на качественном уровне, определять численно коэффициент газонасыщенности по данным стационарных нейтронных методов возможно лишь в пластах высокой пористостью и низким давлением[2, с.48].

Список литературы

1. Дворкин, В.И. Промысловая геофизика. Ч.2. Радиоактивные методы исследования скважин: электронный учебно-методический комплекс / В.И. Дворкин, Л.Р. Ахметова, А.И. Шаймухаметова. - Уфа: Издательство УГНТУ, 2011. - 89с.

2. Запорожец, В.М. Применение нейтронного каротажа при контроле за вытеснением газа водой и воды газом в процессе эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа: методическое руководство / В.М. Запорожец, Л.Б. Берман. - М.: изд. ВНИИЯГГ, 1970. - 68с.

© Р.Д. Аббазов, Р.А. Майский, 2017