

Диагностика нетрадиционных коллекторов на основе зондирования комплексом нейтронных методов

В данной статье предложена технология выявления нетрадиционных нефтегазонасыщенных коллекторов по свободному газу, выделившемуся за счет мощного виброакустического воздействия бурового инструмента и знакопеременных давлений, возникающих при спускоподъемных операциях, и диагностики комплексом нейтронных методов зон скопления газа в прискважинном пространстве. Эффект влияния свободного газа увеличивается при измерениях сразу после обсадки и цементирования скважины. Лучшие результаты получаются при сопоставлении временных замеров комплексом нейтронных методов в открытом стволе и сразу после обсадки и цементирования скважины. Это обусловлено контракционным эффектом, который заключается в уменьшении объема затвердевшего цемента по сравнению с его объемом в жидком состоянии. Уменьшение объема цемента приводит к образованию репрессии на пласты-коллекторы и подтягиванию к колонне с цементным камнем наиболее подвижного флюида – свободного газа. С помощью данной технологии решаются задачи выделения нетрадиционных коллекторов и уточнения их литологического состава. Предложенная технология основана на разной чувствительности нейтронных модификаций методов (СНГК+2ННКт) к дефициту плотности и водородосодержания. Технология определения характера насыщения по дефициту плотности и водородосодержания была опробована на скважинах Балтийской нефтегазовой провинции с целью выделения нефтегазонасыщенных интервалов в «сланцевом» резервуаре. Получены первые положительные результаты. Достоверная оценка геологической информативности требует более широкого опробования предлагаемой технологии.

Ключевые слова: нейтронные методы, свободный газ, нетрадиционные коллектора.

Прискважинная зона нефтегазовых скважин в процессе бурения подвержена массовому воздействию техногенных факторов, приводящих к нарушению сложившихся в течение геологического времени равновесий (термобарического, физико-механического, геохимического и т.д.). В результате, в прискважинной зоне изменяются истинные характеристики горных пород и флюидов, насыщающих поровое пространство. Таким образом, во многом осложняются связи между измеряемыми физическими полями и истинными геофизическими характеристиками горных пород и насыщающих их флюидов. Изменения физических полей, связанные с техногенным воздействием на породы, коллектора и их флюидный состав, можно использовать в качестве диагностических признаков для прогноза и решения некоторых задач, связанных с особенностями геологического строения нефтегазовых месторождений, тектоникой, строениями коллекторов и флюидного состава.

Плотность коллектора тесно связана с характером насыщения и хорошо коррелирует с водородосодержанием при прочих равных условиях. С уменьшением плотности коллектора увеличивается содержание флюида. С увеличением водородосодержания нефтегазового коллектора происходит изменение фазового состояния и вещественного состава флюида (газ, легкая нефть, нефть, битум).

Общеизвестно, что чувствительность метода НГК к вариациям плотности пород выше, чем для метода ННК (Кожевников, 1974), и на изменение водородосодержания методы реагируют по-разному. Эти физические закономерности и положены в основу определения состава флюида и его фазового состояния в поровом пространстве коллектора нейтронными методами.

При совместной интерпретации методов 2ННК и СНГК, реализованных в одном скважинном приборе (из-

мерения сопряжены во времени и пространстве), появляется принципиальная возможность выделения разуплотненных пород, что является одним из необходимых диагностических признаков скопления углеводородов при постоянстве других геолого-технических факторов.

Величина дефицита плотности в нефтегазонасыщенном коллекторе относительно водонасыщенного определяется составом углеводородов. Максимальное значение дефицита плотности наблюдается в газонасыщенных коллекторах и в нефти с высоким газовым фактором. Определение нефтегазоносных и газонасыщенных коллекторов возможно при исследованиях как открытого ствола, так и обсаженных скважин.

В открытом стволе выделению свободного газа в прискважинную зону способствует мощное виброакустическое и знакопеременное давление при спускоподъемных операциях в процессе бурения скважины. Благоприятными условиями для выделения газа из нефти является также большая удельная поверхность зерен коллектора и малая раскрытость трещин (Гиматудинов, Ширковский, 1982). Такие геологические условия существуют в низкопроницаемых, нетрадиционных и трещиноватых коллекторах.

Наиболее значительно эффекты по дефициту плотности и водородосодержания проявляются также при бурении скважин на полимерных промывочных жидкостях.

Зонд, метод	Глубинность, см
Малый зонд ННКт	10-15
Большой зонд ННКт	15-20
Малый зонд СНГК (E>2.3 МэВ)	20-30
Средний зонд СНГК (E>2.3 МэВ)	30-40
Большой зонд СНГК (E>2.3 МэВ)	40-50

Табл. 1. Глубинность исследования методов 3СНГК+2ННКт.

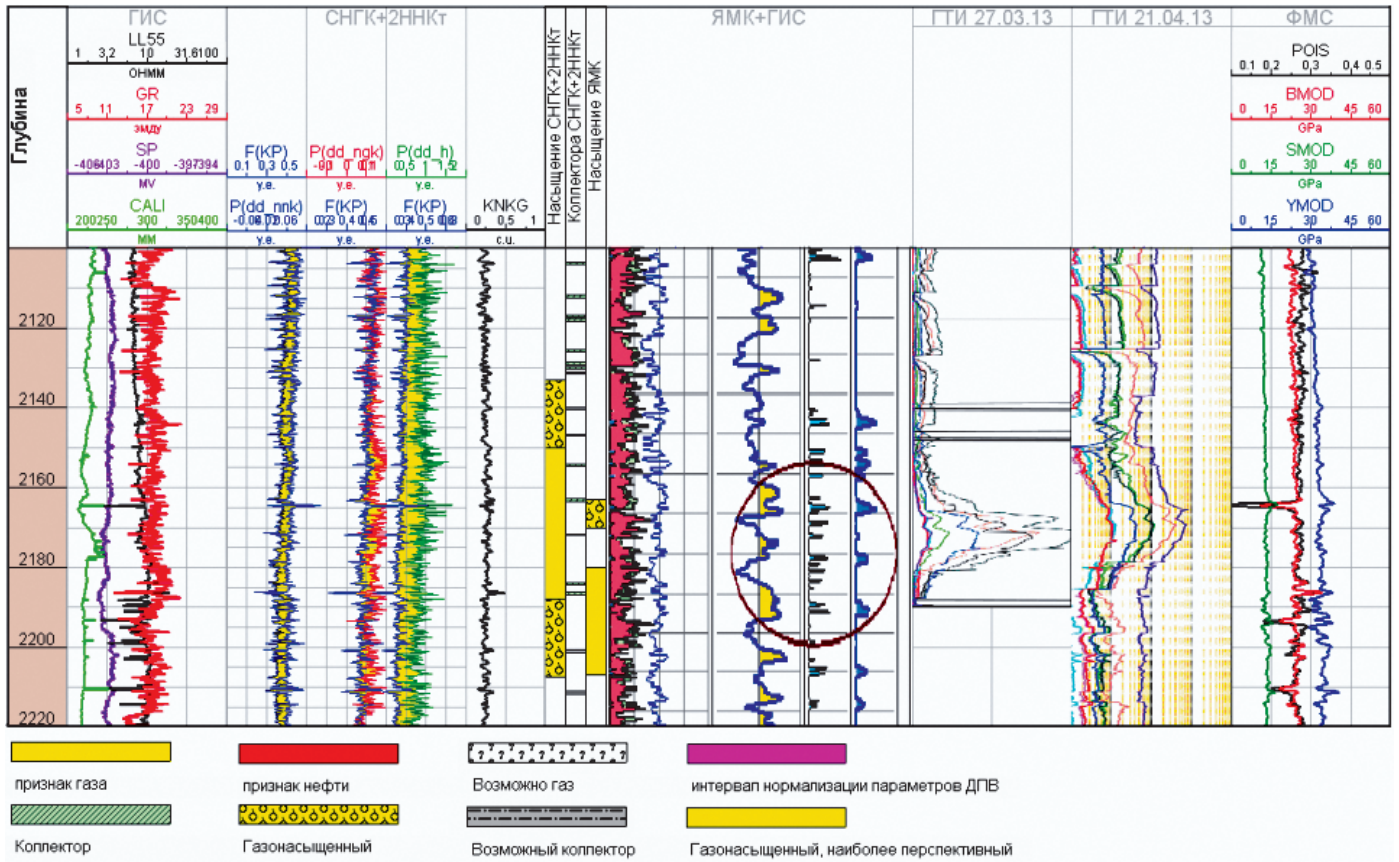


Рис. 1. Определение характера насыщения по методике дефицита плотности и водородосодержания на примере скважины Балтийской нефтегазоносной провинции.

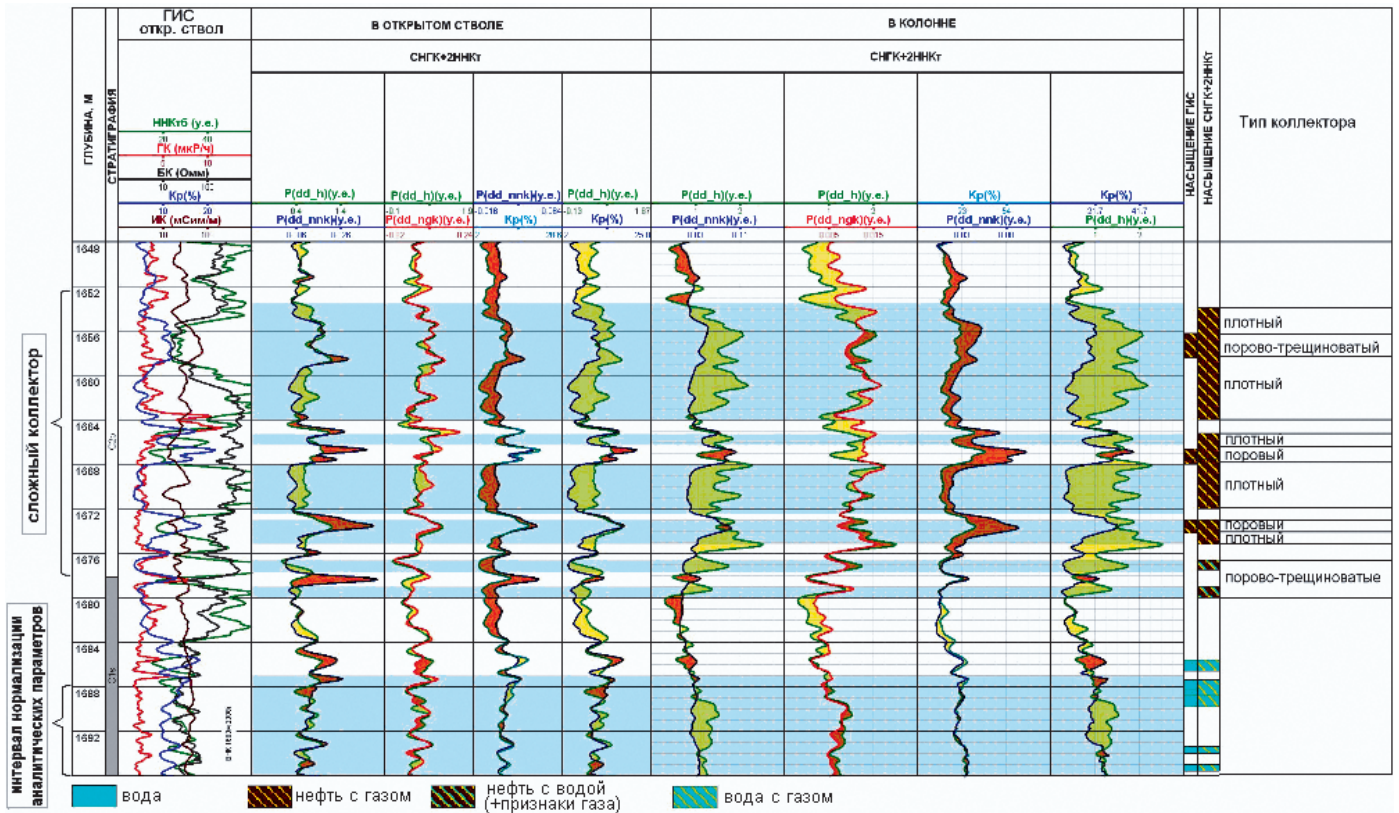


Рис. 2. Пример выделения коллекторов, определение типа и характера насыщения путем временных замеров в открытом стволе и обсаженной скважине со сложным строением коллектора.

Полимерные промывочные жидкости обладают малой глубиной проникновения фильтрата в пласты-коллектора (особенно в низкопроницаемые) и образуют тонкие полимерные корки, в которых создаются благоприятные условия для выделения и закрепления на них свободного газа или образования водогазонефтяных эмульсий в ближней зоне.

В настоящее время разработан современный современный аппаратурно-методический комплекс на основе нейтронных методов 2ННК и СНГК, который позволяет определить наличие и фазовое состояние углеводородных флюидов в прискважинной зоне, а также их распределение в радиальном и вертикальном направлениях.

Глубинность исследования скважин стационарными нейтронными методами определяется модификацией нейтронного метода, размерами зонда, энергетическим составом регистрируемого спектра ГИРЗ, пористостью и насыщенностью горных пород. Исследования скважин разноглубинными нейтронными методами, реализованными в одном скважинном приборе, позволяют повысить достоверность получаемой информации за счет сопряженности измерений в пространстве и времени.

Наиболее эффективной и информативной аппаратурой для таких исследований является комплексная аппаратура КСПРК-Ш, которая реализует методы 3СНГК+2ННКт. Глубинность исследования отдельными методами для наиболее благоприятных условий нефтегазовых скважин приведена в таблице 1. Для газовых скважин глубинность увеличивается на 10-15 % по сравнению с нефтяными.

При интерпретации используются комплексные аналитические параметры отражающие влияние пористости или характера насыщения. Для этого используется информация от различных зондов и методов, в том числе об интенсивности гамма-излучения радиационного захвата в различных энергетических диапазонах. Это позволяет получить разноглубинную информацию о прискважинной зоне и на этой основе определить анизотропию прискважинной зоны по составу и содержанию флюидов в радиальном направлении.

Методика определения характера насыщения по дефициту плотности и водородосодержания была опробована на скважинах Балтийской нефтегазовой провинции с целью выделения нефтегазонасыщенных интервалов в «сланцевом» резервуаре.

В основу интерпретации положена методика нормализации аналитических параметров, отражающих влияние пористости и характеристики насыщения по водонасыщенным или непродуктивным отложениям.

В «сланцевом» резервуаре нефтематеринская порода и коллектор для накопления газа находятся в пределах одной и той же толщи (Отмас, 2013). Нефть сформировалась на месте, автохтонно в разновозрастной глинисто-карбонатной толще осадочного чехла нижнего палеозоя – от кембрия до силура.

На рисунке 1 приведены результаты интерпретации расширенного комплекса ГИС в одной из скважин Балтийской нефтегазовой провинции.

По результатам геологической интерпретации комплекса ГИС с целью определения характера насыщения однозначно выделяется интервал 2133,5-2217,5 м. Наибо-

лее перспективные интервалы, выделенные по комплексу СНГК+2ННКт и комплексу ЯМК+ГИС, не совпадают. Это объясняется физическими основами метода, связанными с различным влиянием мешающих геологических факторов. В выделенном интервале присутствуют каверны. Результаты интерпретации по комплексу СНГК+2ННКт подтверждаются результатами одновременных замеров ГТИ. Повторение одновременных замеров ГТИ может служить критерием проницаемости отложений в интервале 2150,0-2188,5 м. По результатам интерпретации дипольного акустического каротажа наиболее перспективным выделен разуплотненный интервал 2180-2207 м, что, в общем, совпадает с результатами, полученными по комплексу СНГК+2ННКт.

На рисунке 2 приведены результаты исследований карбонатных отложений на одном из нефтегазовых месторождений Пермского края. Измерения комплексом СНГК+2ННКт были выполнены в открытом стволе и сразу после обсадки и цементирования колонны.

На рисунке в предпоследней колонке выделены коллектора и определен характер насыщения по ГИС, в последней колонке – коллектора и характер насыщения по временным замерам методами СНГК+2ННКт.

Трещиноватые коллектора с гидродинамически связанными трещинами характеризуются низкими значениями сопротивления по БК и высоким содержанием газовой составляющей углеводородов по комплексу СНГК+2ННКт. Интервалы пород нетрадиционных (плотных) коллекторов характеризуются высокими сопротивлениями по БК и высокими значениями газовой составляющей углеводородов по комплексу СНГК+2ННКт. Последние коллектора можно отнести к разряду сложных, трудно осваиваемых коллекторов, освоение которых традиционными технологиями малоэффективно.

Выводы

Получены первые положительные результаты применения методики определения характера насыщения по дефициту плотности и водородосодержания при исследованиях нетрадиционных коллекторов, по которым сделаны следующие выводы:

- Информативность методики определяется минерализацией пластовых вод, подвижностью углеводородных флюидов в коллекторе, газовым фактором нефти, соотношением давления насыщения нефти газом и пластовым давлением, температурой пласта. Методика информативна в открытом стволе при бурении на полимерных растворах нефтегазовых скважин с высоким газовым фактором нефти.

- При бурении на полимерных промывочных жидкостях методика позволяет выделить нефтегазонасыщенные коллектора, определить анизотропию фазового состояния углеводородного флюида в радиальном и вертикальном направлениях прискважинной зоны.

- Методика информативна при исследовании обсаженных скважин и позволяет раздельно оценивать коэффициенты нефте- и газонасыщенности.

- Состав промывочной жидкости в скважине не оказывает существенного влияния на результаты интерпретации.

- Эффективность методики возрастает при сопостав-

лении результатов временных замеров в открытом стволе скважины и на 2-3 сутки после обсадки и цементирования. Уверенно выделяются поровые, трещиновато-поровые, трещиноватые и «плотные» коллектора.

- Свободный газ, выделившийся из нефти в прискважинную зону, уверенно выделяется по предложенной методике и является диагностическим признаком низкопроницаемого, трещиноватого или «плотного» коллектора.

Литература

Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: «Недра». 1982.

Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород, и их использование в нефтегазопромысловой геологии. М.: «Недра». 1974.

Отмас Ал.А., Волченкова Т.Б., Богословский С.А., Макарова И.Р. Силурийские толщи как возможный объект поиска углеводородного сырья в Калининградском регионе. *III междунар. науч.-практ. конф. геологов и геофизиков «Проблемы и достижения нефтегазовой геологии». Тез. докладов.* Калининград. 2013.

Сведения об авторах

Александр Иванович Лысенков – заместитель гене-

рального директора по геологии ОАО НПП «ВНИИГИС». Научные интересы: ядерные методы исследования скважин.

Елена Витальевна Судничникова – инженер-геофизик отдела «Программно-управляемой геофизической аппаратуры» ОАО НПП «ВНИИГИС». Научные интересы: ядерные методы исследования скважин.

г. Октябрьский, ул. Горького, 1.

Тел: (917) 747-55-16, (927) 315-88-34

Сергей Алексеевич Егурцов – генеральный директор ООО «Иновационные нефтегазовые технологии». Научные интересы: обеспечение надежной, эффективной и экологически безопасной эксплуатации объектов нефтегазового комплекса.

Иванов Юрий Владимирович – заместитель генерального директора по производству ООО «Иновационные нефтегазовые технологии». Научные интересы: геофизические методы исследований скважин в области оценки геолого-технического состояния, комплексная интерпретация.

г. Москва, ул. Нагатинский проезд д.10 стр. 1.

Тел: (495) 995-07-29

Unconventional Reservoirs Diagnosed by Neutron Sensing Methods

A.I. Lysenkov¹, E.V. Sudnichnikova¹, Yu.I. Ivanov², S.A. Egurtsov²

¹*OAO NPP «VNIIGIS», Oktyabr'skiy, Russia, e-mail: a_lysenkov@bk.ru*

²*OOO «INGT», Moscow, Russia, e-mail: info@iogt.ru*

Abstract. The paper suggests the technology for identification of unconventional oil and gas reservoirs by non-associated gas. Gas escapes due to powerful vibroacoustic impact of drilling tool, as well as alternating pressure arising from tripping. The article also outlines the diagnosis of gas accumulations near wellbore by neutron sensing methods.

The impact of non-associated gas increases while measuring immediately after casing and cementing. Best results are obtained when comparing time measurements (by neutron sensing methods) in open hole and immediately after casing and cementing. This is caused by the contraction effect, which is consisted in shrinkage of the set cement compared to when it was in liquid state. Cement shrinkage leads to repression of the reservoir and pulling up a non-associated gas, as the most mobile fluid, to the column with cement stone. This technology allows allocating unconventional reservoir and specifying its lithological composition. The proposed technology is based on different sensitivity of neutron sensing methods to a deficiency of density and hydrogen content. Such technology, when saturation is determined by a deficiency of density and hydrogen content, was tested in wells of Baltic oil and gas province in order to identify oil and gas intervals in shale reservoir. The article shows the first positive results obtained. Though, reliable assessment of geological informative value requires further broader testing of the proposed technology.

Keywords: neutron sensing methods, non-associated gas, unconventional reservoir.

References

Gimatudinov Sh.K., Shirkovskiy A.I. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta [Physics of oil and gas reservoir]. Moscow: «Nedra» Publ. 1982.

Kozhevnikov D.A. Neytronnye kharakteristiki gornyx porod, i ikh ispol'zovanie v neftegazopromyslovoj geologii [Neutron characteristics of rocks and their use in oil and gas field geology]. Moscow: «Nedra» Publ. 1974.

Отмас Ал.А., Волченкова Т.Б., Богословский С.А., Макарова И.Р. Силурийские толщи как возможный объект поиска углеводородного сырья в Калининградском регионе [Silurian strata as possible to search for hydrocarbons in the Kaliningrad region]. *III mezhd. nauchno-prakt. konf. «Problemy i dostizheniya neftegazovoy geologii»* [Proc. III Int. Sci. Conf. «Problems of Petroleum Geology and achievements»]. Kaliningrad. 2013.

Information about authors

Aleksandr Lysenkov – Deputy General Director for Geology

Elena Sudnichnikova – Geophysicist, Department of Geophysical Equipment
OAO NPP «VNIIGIS»

Russia, Oktyabr'skiy, Gor'kogo str., 1.

Tel: +7(917) 747-55-16, (927) 315-88-34

Sergey Egurtsov – General Director

Ivanov Yuriy – Deputy General Director for Production

OOO «Innovatsionnye neftegazovye tekhnologii»

Russia, Moscow, Nagatinskiy proezd, 10, build. 1.

Tel: +7 (495) 995-07-29