

Производственный опыт

УДК 550.832.582

А. В. Малинин

ООО «Нефтегазгеофизика», Университет «Дубна»

А. С. Зеленов, С. С. Сошин, С. Ю. Тарасов

ООО «Нефтегазгеофизика»

А. И. Валеев

Университет «Дубна»

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Рассмотрены геолого-технологические условия применения метода ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). Приведены примеры изучения строения ачимовской толщи и ее коллекторских свойств. Показаны возможности ЯМК при исследовании нефте- и газонасыщенности ачимовских отложений.

Ключевые слова: ядерно-магнитный каротаж, ачимовская толща, коллекторские свойства.

Условия образования ачимовской толщи и термобарическая обстановка проведения ЯМК

Условия формирования ачимовской толщи. Ачимовская толща Западной Сибири является крупнейшим резервуаром углеводородов (УВ) и залегает в основании разреза неокомского комплекса. Она имеет специфические условия образования и сформирована песчано-алевритовыми конусами выноса при сползании осадков прибрежно-дельтовой системы вниз по склону (рис. 1). Ачимовская толща обычно представлена несколькими пластами, разделенными аргиллитовыми перемычками.

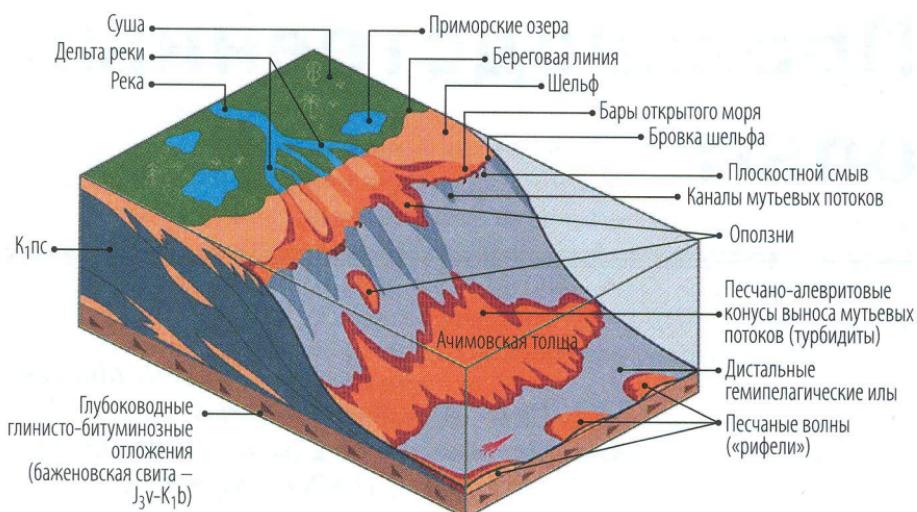


Рис. 1. Схема формирования отложений ачимовской толщи [4]

Геолого-технологические условия проведения ЯМК. Наиболее сложные термобарические условия для проведения ЯМК [9, 10, 12] отмечаются на Севере Западной Сибири, где глубина залегания ачимовских отложений достигает 4500–4600 м. Специфика технологии производства работ ЯМК заключается в следующем.

Температура в скважинах достигает 125–130 °С и более. Это не только требует обеспечения стабильности работы электронных компонент и сохранения свойств магнита скважинного прибора, но и прямо влияет на формирование эффекта ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) в скважине.

Ачимовская толща Севера Западной Сибири характеризуется жесткими барическими условиями с зоной аномально высокого пластового давления (АВПД) с коэффициентом аномальности до 1,8–2. При проведении измерений зонд прибора ядерно-магнитного томографического каротажа (ЯМТК) [9, 10] находится в радиопрозрачном воздухозаполненном керамическом корпусе. Практика показала надежность конструкции таких корпусов, которые разрабатывались еще во ВНИГИКе (К. Л. Санто, А. И. Анфитов, Г. Я. Каган, З. И. Ильина, В. И. Буров) в советское время (с их использованием были проведены измерения магнитометрии и определителя металла в призабойной зоне Кольской сверхглубокой скважины). Второй аспект связан с тем, что

при вскрытии ачимовской толщи применяются утяжеленные буровые растворы. Практика показала возможность выполнения измерений ЯМК с разными типами утяжелителей, за исключением содержащих магнитные компоненты.

Большая глубина залегания ачимовских отложений определяет при их вскрытии небольшой номинальный диаметр скважин, а также сложный профиль их ствола. Для ЯМК есть естественные ограничения по диаметру скважинного прибора, связанные с наличием сильного постоянного магнита. В то же время в последние годы удалось существенно расширить технологическую область применения ЯМК за счет трех реализованных решений [9]: уменьшение диаметра скважинного прибора до 108 мм (минимальный из существующих для приборов на кабеле в мире); модульный принцип построения аппаратуры с набором зондовых установок различного диаметра; создание автономного прибора ЯМТК, позволяющего проводить измерения в скважинах сложного профиля при выполнении спуско-подъемных операций (СПО) на буровых трубах.

Это позволило расширить область применения ЯМК для сложных объектов. Так, за первое полугодие 2021 г. проведено исследование десятков скважин (в том числе на ачимовскую толщу) автономными приборами ЯМТК.

Строение и коллекторские свойства ачимовских пластов по данным ЯМК

Соотношение ачимовской толщи и баженовской свиты. В Среднем Приобье ачимовская толща и баженовская свита разделены аргиллитовой пачкой, за исключением редких (по исследованиям ЯМК) «аномальных» разрезов с внедрением ачимовских турбидитов в толщу баженовских осадков. В то же время практически во всех исследованных скважинах в кровле баженовской свиты на границе юра–мел отмечается локальный циклит, сложенный уплотненными крупнозернистыми алевролитами/алевропесчаниками (по данным ЯМК). К сожалению, присутствия «кондиционных» коллекторских свойств и нефтенасыщения в этом циклите по ЯМК пока не установлено.

На Севере Западной Сибири многочисленные (несколько десятков скважин) исследования методом ЯМК показали устойчивое присутствие в кровле баженовской свиты алевропесчаного тела. Вверх по разрезу циклит постепенно затухает (рис. 2).

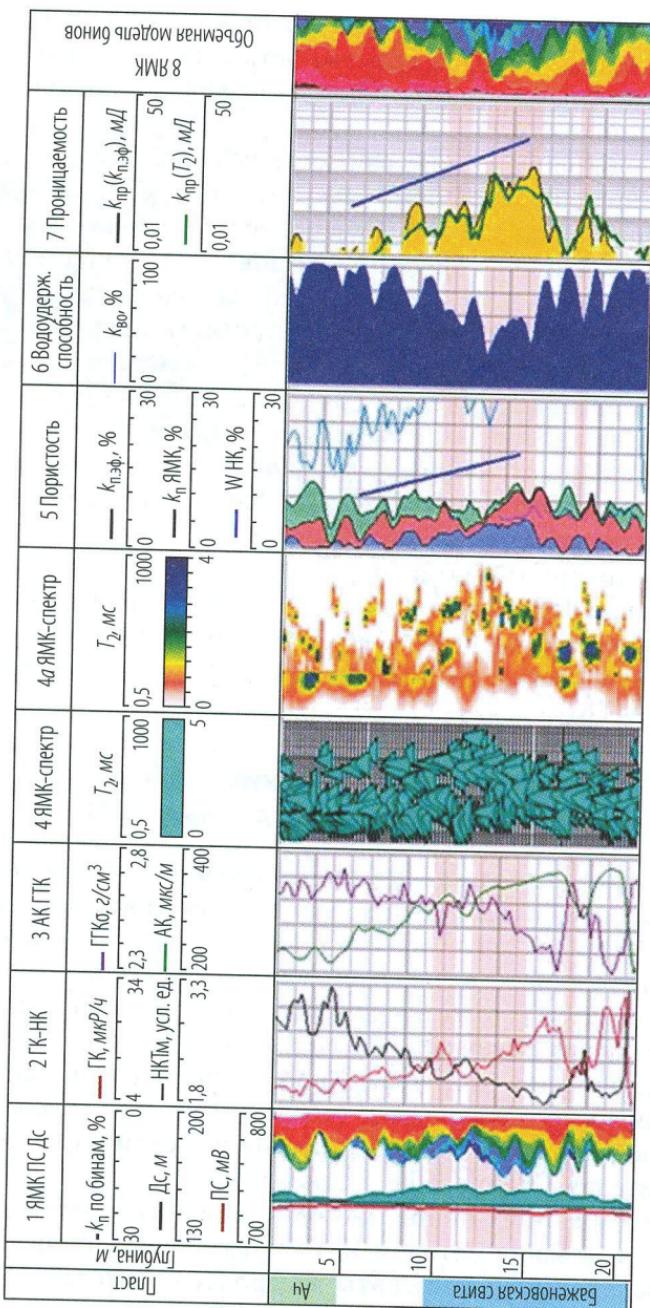


Рис. 2. Соотношение ачимовской толщи и баженовской свиты на Севере Западной Сибири

Вероятно, разрез верхней части баженовской свиты реально сформирован в ачимовское время за счет «первого» внедрения ачимовских турбидитов в еще не консолидированный бассейн баженовских илово-глинистых осадков. При оседании илово-глинистой смеси алевропесчаное тело было захоронено.

На рис. 3 в мелкомасштабном представлении приведен разрез баженовской свиты и 6 пластов ачимовской толщи. Видно, что все ачимовские пласти по емкости и фильтрационному потенциалу не лучше (как ни парадоксально!) «вложенного» в баженовскую свиту циклита.

Все исследованные методом ЯМК алевропесчаные тела в баженовской свите на Севере Западной Сибири оценивались как водонасыщенные. Вероятно, это отражает слабый потенциал «баженовки» по части генерации углеводородов (УВ) по сравнению с разрезами Среднего Приобья.

Анализ строения и цикличности ачимовской толщи. Как видно из рис. 1, для рассматриваемой обстановки осадконакопления характерен большой набор морфологически различных тел сложного строения. Начиная с публикации первой работы А. Баума [11], разрезы, сформированные потоками турбидитов, хорошо изучены и классифицированы (последовательность Баума, последовательность Лоу, [11, 16]). Огромный фактический и обобщающий материал накоплен и по ачимовской толще, начиная с клиноформной модели А. Л. Наумова [6] и до современных представлений о ее строении [1–4, 7, 8 и др.].

В значительной мере закономерности внутреннего строения тел турбидитов определяются гранулометрическим составом отложений. Информативность ЯМК определяется характерной для аркозовых песчаников качественной корреляцией: спектр ЯМК (распределение времен релаксации T_2) → распределение пористости по размерам пор → распределение зерен по размеру. Поэтому по спектрам ЯМК можно по уровню зернистости отложений оценивать максимумы и минимумы гидродинамической активности, тренды изменения зернистости, выделять цикличность формирования разреза.

На рис. 3 приведен пример макроцикличности разреза ачимовской толщи, когда отдельные алевропесчаные пласти разделены зонами аргиллитов с отсутствием поступления крупнозернистых осадков в бассейн осадконакопления.

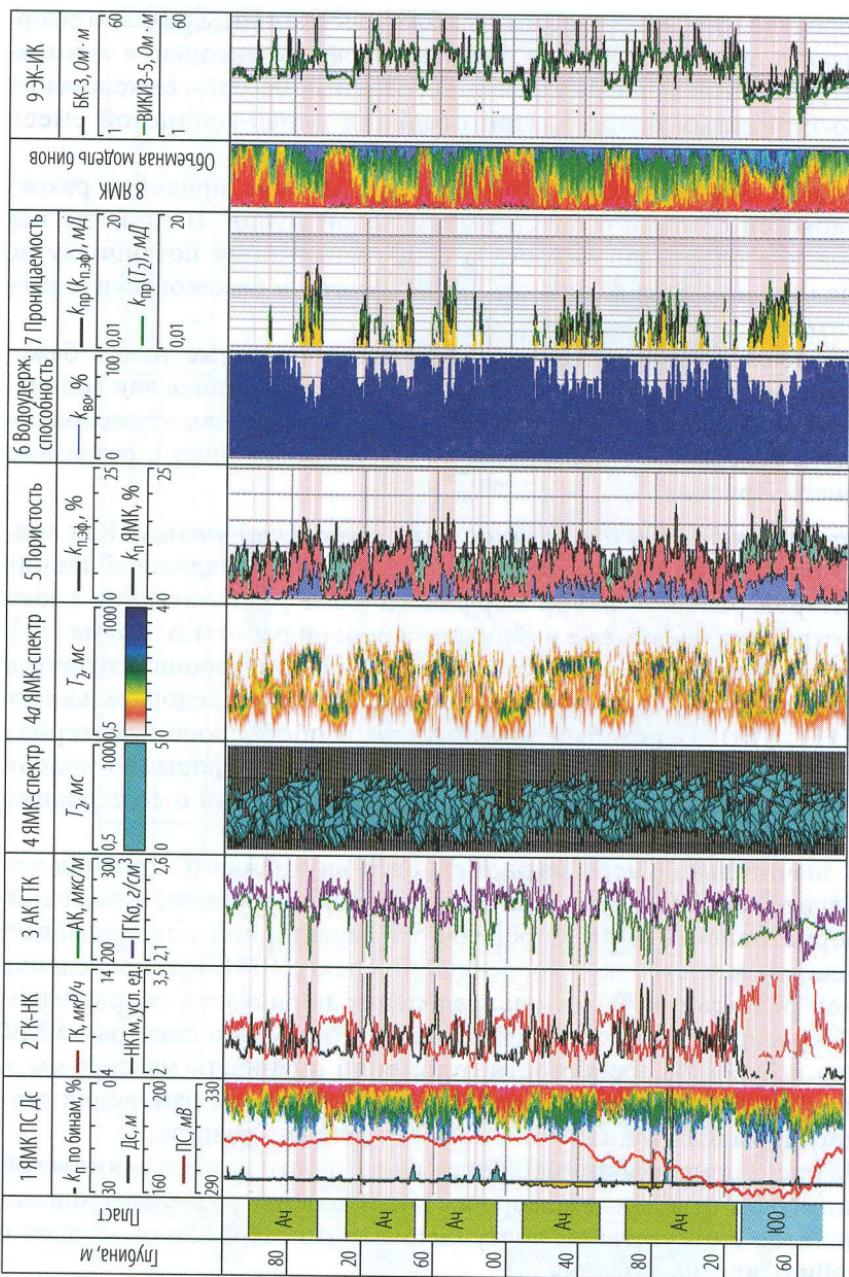


Рис. 3. Разрез ачимовской толщи и баженовской свиты на одном из месторождений Севера Западной Сибири

На рис. 4 приведен пример внутренний цикличности алевропесчаного тела ачимовской толщи. В нем по спектрам ЯМК выделяются 5 вложенных циклитов, каждый из которых имеет свои зоны усиления и снижения гидродинамической активности и точку максимума с лучшей зернистостью осадков.

На рис. 5 приведен пример выделения по спектрам ЯМК цикличности ачимовской толщи, сформированной при общем низком уровне гидродинамической активности среды осадконакопления. Все 6 циклитов (обозначены цифрами в поле 3 на рис. 5) имеют протяженную зону с улучшением зернистости осадков алевритовой размерности (красные линии в поле спектров). Лишь в последнем, 6-м циклите отмечается появление песчаной фракции. Вверх по разрезу частота вбросов осадочного материала увеличивается, а сами циклиты становятся короче.

По опыту использования ЯМК в ачимовской толще тренды изменения зернистости в циклитах бывают разными, что определяется различными фациальными обстановками накопления осадков (например, канальные пески турбидитных потоков или глубоководных конусов выноса [8]). Помимо оценки обстановок осадконакопления практическая значимость выявления таких эффектов связана с выделением доминантных коллекторов и выбора оптимальных интервалов испытаний.

Относительным ограничением корреляции порометрической характеристики с гранулометрическим составом является возможность «занизения» по ЯМК представлений о зернистости поступающих в бассейн осадков. Это связано с тем, что ЯМК отражает «живое» сечение пор, а при значительной «шубе» порового глинистого цемента и его сложном распределении (спутанно-волокнистая гидрослюда, характерная для ачимовской толщи) «живое» сечение пор может уменьшаться даже в относительно крупнозернистых разностях.

Характеристика покрышек по ЯМК. Как и большинство разрезов турбидитов, ачимовская толща формировалась за счет вброса в бассейн осадконакопления порций алевропесчаного материала. Между вбросами обломочный материал в бассейн осадконакопления не поступал, и при минимальной гидродинамической активности происходило накопление глинистых отложений различной дисперсности. Экранирующие свойства покрышек формируются комплексом факторов, влияющим на результаты ЯМК. Наиболее значимой является

дисперсность глинистой фракции, которая качественно может быть оценена по спектрам ЯМК. Гидрослюды и смектиты с набухающими пакетами формируют наиболее тонкие поры, фиксируемые ЯМК (микропористость глин), в то время как каолинит формирует более крупные поры, заполненные капиллярно-связанным флюидом. Так, на рис. 3 (поле 5, область зеленой заливки – емкость микропористости глин) покрышки, разделяющие ачимовские пласты, сложены тонкодисперсным гидрослюдито-смектитовым аргиллитом с высокой экранирующей способностью. На рис. 6 (поле 5) покрышка «слабая» по экранирующей способности, так как содержит примесь алевритовой фракции и имеет пониженное содержание тонкодисперсных глинистых минералов. На рис. 7 (поле 5) в покрышке преобладает микропористость глин (область зеленой заливки), и она имеет высокую экранирующую способность.

Комплекс коллекторских свойств в ачимовской толще по ЯМК рассчитывается из спектров по стандартному алгоритму с определением общей k_n и эффективной $k_{n,\text{эф}}$ пористостей, неснижаемой водонасыщенности $k_{\text{во}}$ и абсолютной проницаемости $k_{\text{пр}}$ (по трем независимым моделям). Вариация коллекторских свойств в толще зависит как от максимальных размеров, так и от степени отсортированности пор (зерен). При этом хорошо отсортированные разности с более мелкими размерами зерен (например, крупнозернистые алевролиты) могут иметь ту же или даже более высокую пористость k_n , чем более крупнозернистые, но хуже отсортированные алевропесчаники («погрядок бьет класс»). Но при этом проницаемость в алевропесчаниках будет выше. Спектры ЯМК чувствительны к этим особенностям порометрической характеристики, и расчетные фильтрационно-ориентированные параметры $k_{\text{во}}$ и $k_{\text{пр}}$ могут различаться в породах с одной и той же пористостью (в отличие от стандартных расчетов по петрофизическим зависимостям $k_n - k_{\text{пр}}$, $k_n - k_{\text{во}}$).

За счет разнообразия обстановок осадконакопления диапазон изменения коллекторских свойств в толще достаточно широкий. Расчетная проницаемость изменяется от десятых долей мД (рис. 3, поле 7) до единиц и первых десятков мД (рис. 7, поле 7).

Основным ограничением оценок коллекторских свойств в ачимовской толще является влияние газа, при котором по ЯМК могут регистрироваться пониженные относительно истинных значения k_n , $k_{n,\text{эф}}$ и $k_{\text{пр}}$.

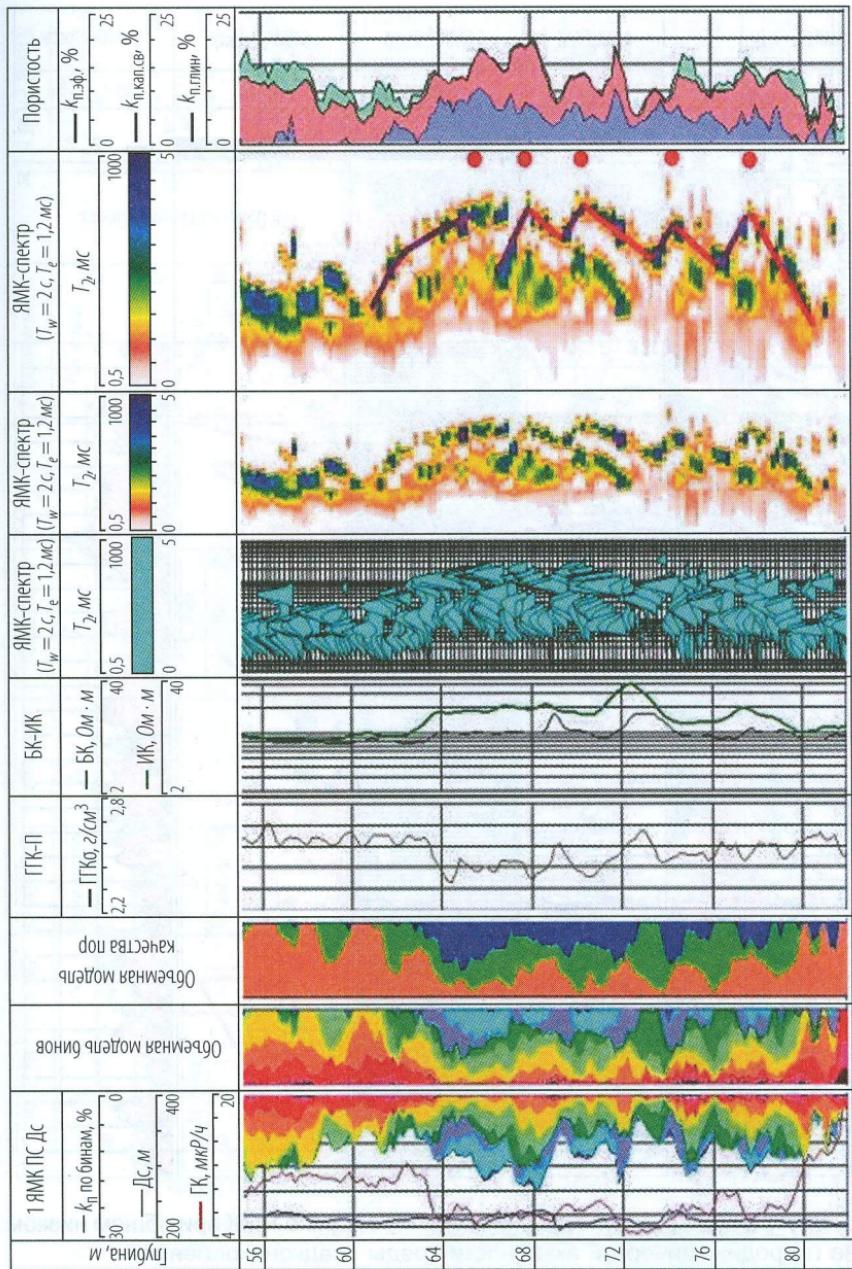


Рис. 4. Внутренняя цикличность ачимовской толщи по ЯМК

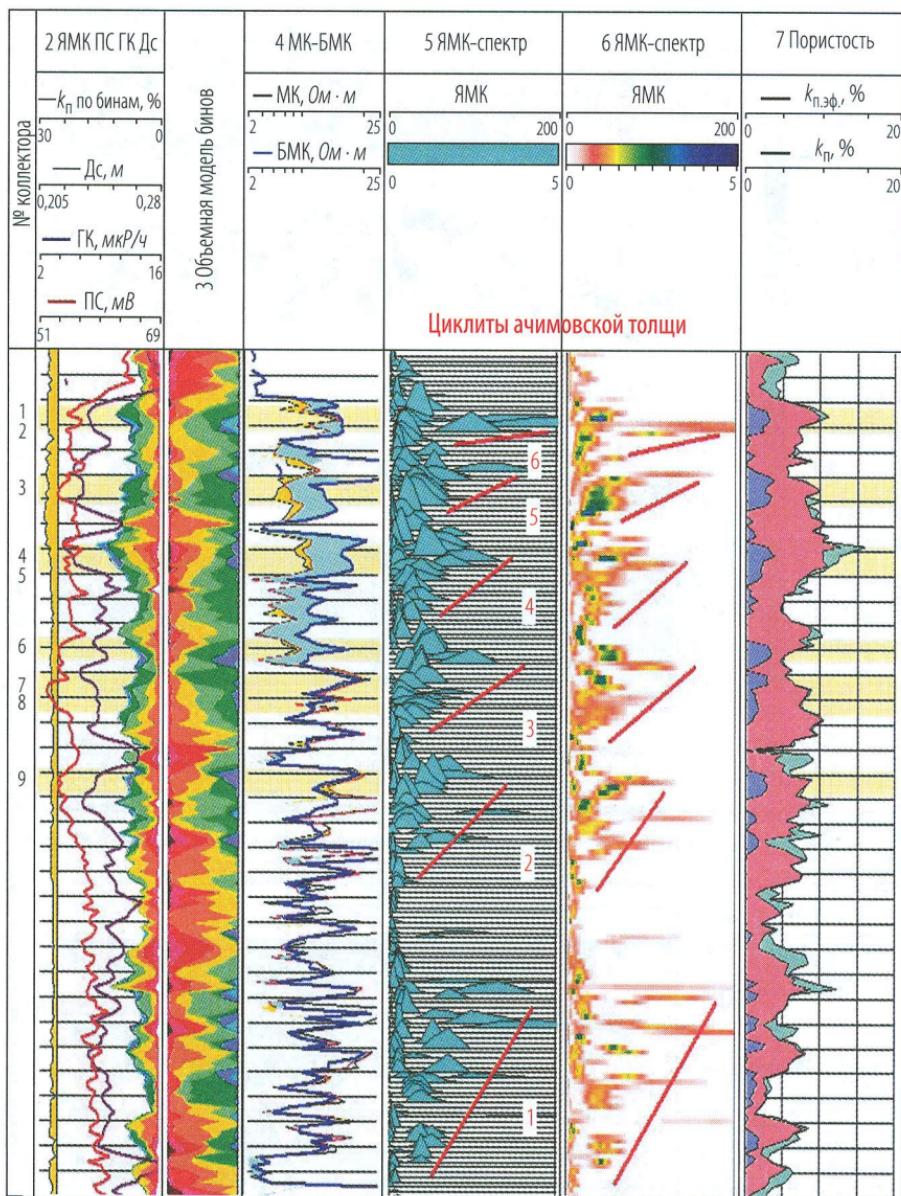


Рис. 5. Внутренняя цикличность ачимовской толщи по ЯМК при общем низком уровне гидродинамической активности среды осадконакопления

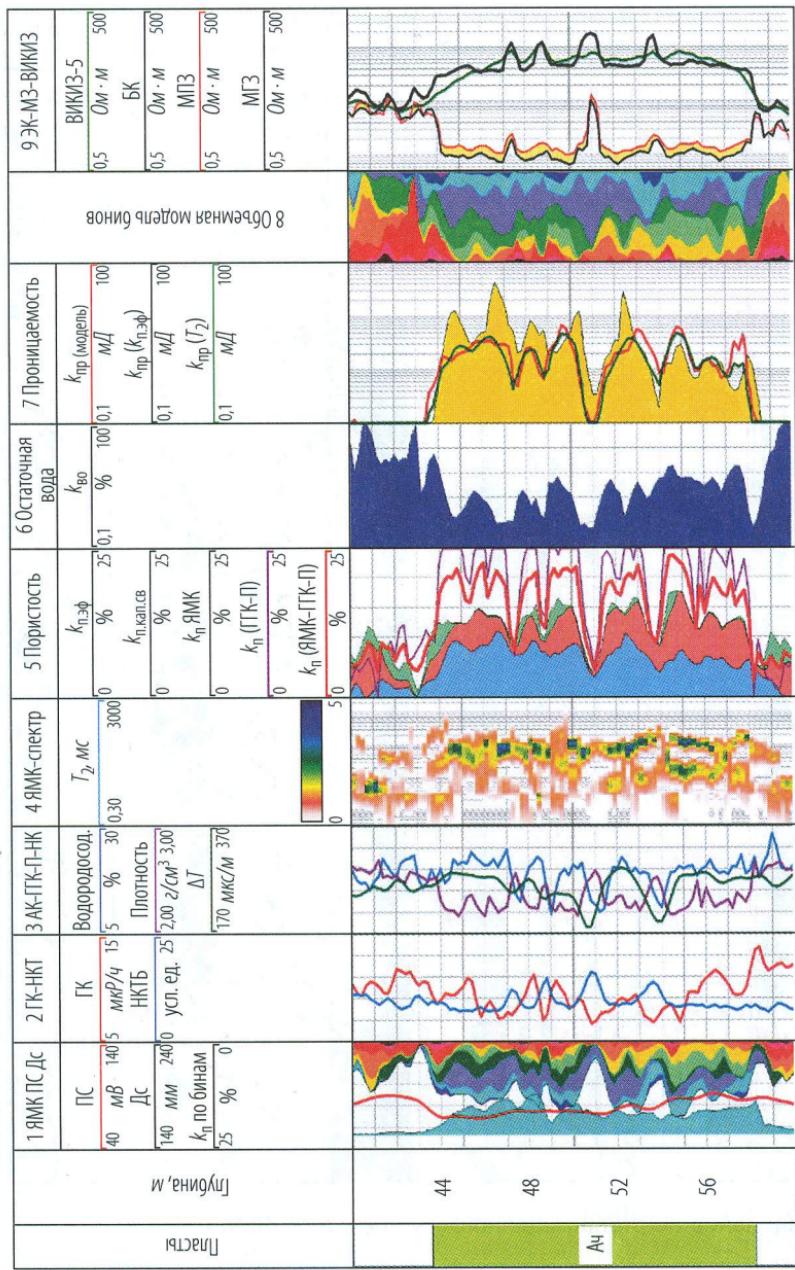


Рис. 6. Эффект газа по ЯМК – ГК-П в пласте Ач: красная кривая в поле 5 – восстановленная по совместной обработке ЯМК – ГК-П пористость пород разреза

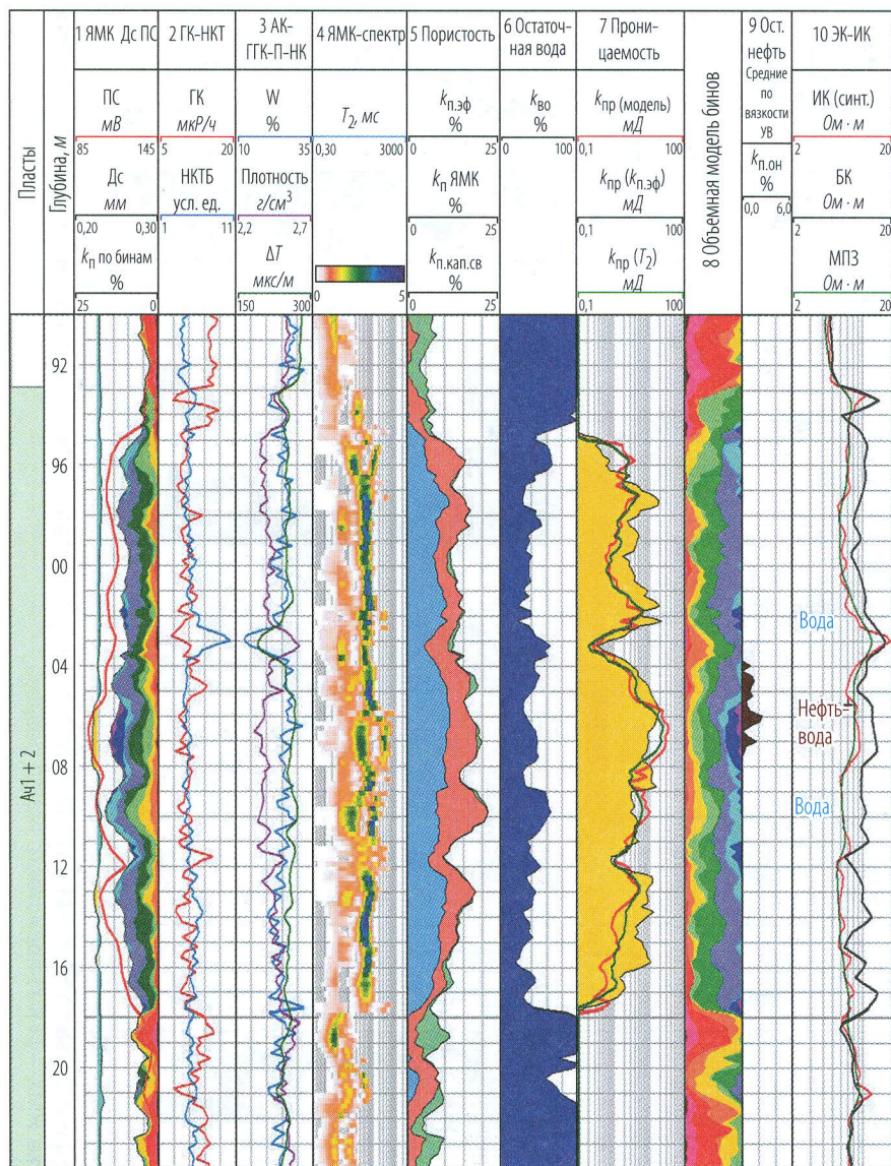


Рис. 7. Выделение нефтенасыщенного интервала по ЯМК (поле 9)

Исследование насыщенности ачимовской толщи по ЯМК

Газонасыщенные (газоконденсатные) пласти. На Севере Западной Сибири основной объем залежей в ачимовской толще – газоконденсатные. В прискважинной зоне исследования ГИС в таких залежах проявляется свободный газ, искажающий характеристику методов ГИС, в том числе ЯМК [12–15]. По спектрам ЯМК остаточный газ всегда занимает объем наиболее крупных эффективных пор. Основной эффект – занижение измеренной пористости.

Выделение и оценка параметров газонасыщенных коллекторов в ачимовской толще близка к аналогичной методике для разреза сеномана [5].

Выделение газонасыщенных пластов проводится по сопоставлению пористости по ЯМК и ГГК-П (за счет существенного по величине и противоположного по знаку влиянию газа). В предельно насыщенных песчаниках ачимовской толщи дефект пористости может достигать 10–15% абс. (рис. 6, поле 5).

Оценка k_n и k_{ro} проводится по данным ЯМК–ГГК-П путем решения системы уравнений. Это позволяет восстановить комплекс фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, обычно определяемый по ЯМК.

Основным ограничением данного подхода является различие в радиальной глубине исследования методами ЯМК и ГГК-П при градиентном изменении остаточной газонасыщенности от скважины вглубь пласта. В этом случае за счет более значительного влияния газа на показания ГГК-П возможно завышение величины k_n при совместной обработке данных. Хотя на практике такой эффект не является систематическим, он возможен, и расчетные значения k_n в общем случае являются максимальной оценкой.

Нефтенасыщенные пласти. ЯМК чувствителен к коэффициенту диффузии флюида, который обратно пропорционален вязкости флюида. Если в прискважинной зоне исследования ЯМК вода (фильтрат) отличается по вязкости от нефти, это делает возможным на основе специальных методик измерения и обработки выявить интервалы разреза с остаточным нефтенасыщением. При этом нефть (хотя и остаточная) находится в эффективных порах, потенциально подвижна (потеряла свою фазовую проницаемость благодаря опережающему проникновению фильтрата), и коллектор содержит

нефть. Этот эффект позволяет независимо от данных индукционного каротажа с петрофизическими обследованиями ($P_n - k_n$, $P_h - k_b$) и на иной физической основе выделять нефтенасыщенные интервалы в разрезе ачимовской толщи.

На рис. 7 приведен пример реализации такого подхода. В средней части пласта зарегистрированы аномалии средних по значениям вязкости фракций остаточной нефти (рис. 7, поле 9), и по ЯМК здесь сформирована залежь нефти.

Приведенная на рис. 7 ситуация является «нестандартной», так как нефтенасыщенная часть локализована не в кровельной части алевропесчаного тела, а в центральной и обрамляется водонасыщенными коллекторами. По опыту работ такие ситуации достаточно часто отмечаются в ачимовской толще при ее двухфазном насыщении. Они связаны с сочетанием капиллярного механизма формирования залежи нефти и изменчивостью порометрической характеристики пород.

В данном случае залежь нефти сформирована в лучших по порометрической характеристике породах с наиболее крупными эффективными порами (рис. 7, поле 4, максимальные для разреза времена правой границы спектров; рис. 8, верхний фрагмент). Давление при формировании залежи было невелико, и нефть смогла заполнить только наиболее крупные эффективные поры. Так как такие эффективные поры присутствуют только в центральной части, здесь и сформировалась залежь. Выше и ниже по разрезу порометрическая характеристика хуже и давления при формировании залежи не хватило, чтобы вытеснить воду нефтью из более мелких эффективных пор, что показано на рис. 8.

Прослой на глубине ХХ10 м имеет даже более высокую пористость, но худшую порометрическую характеристику по сравнению с прослоем на глубине ХХ06 м. По этой причине при формировании залежи нефтенасыщение в нем не сформировалось. Если бы давление внедрения нефти было больше, прослой на глубине ХХ10 м также был бы нефтенасыщенным.

Отмеченную особенность надо учитывать при определении границ переходных зон, так как в ачимовской толще коллекторы с двухфазной насыщенностью могут переслаиваться с чисто водонасыщенными коллекторами.

По опыту работ методом ЯМК залежь нефти предельного нефтенасыщения всегда локализована в кровельной части пласта, за исключением ухудшенных прослоев (как правило, алевролитов) в зоне затухания циклита (эффект капиллярного экранирования залежи). При предельном нефтенасыщении ЯМК позволяет получить независимую оперативную оценку $k_{\text{нр}} = 1 - k_{\text{во}}$.

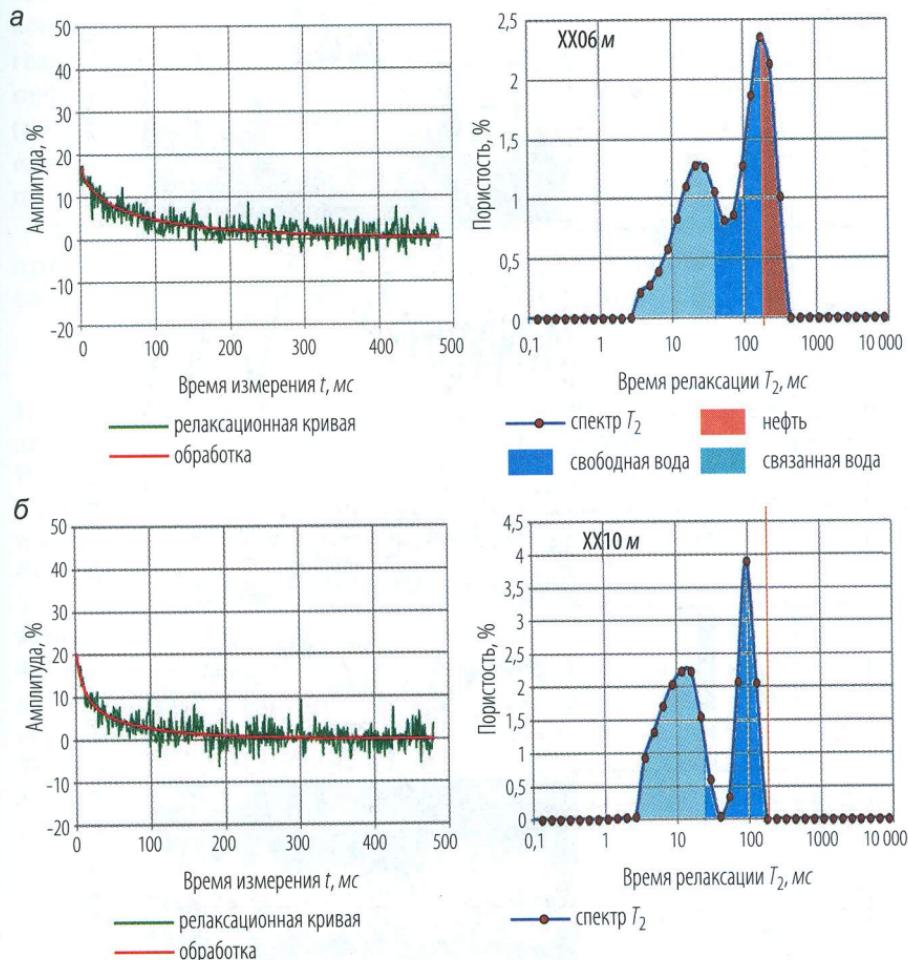


Рис. 8. Различие спектров ЯМК в нефтенасыщенной (а) и водонасыщенной (б) частях

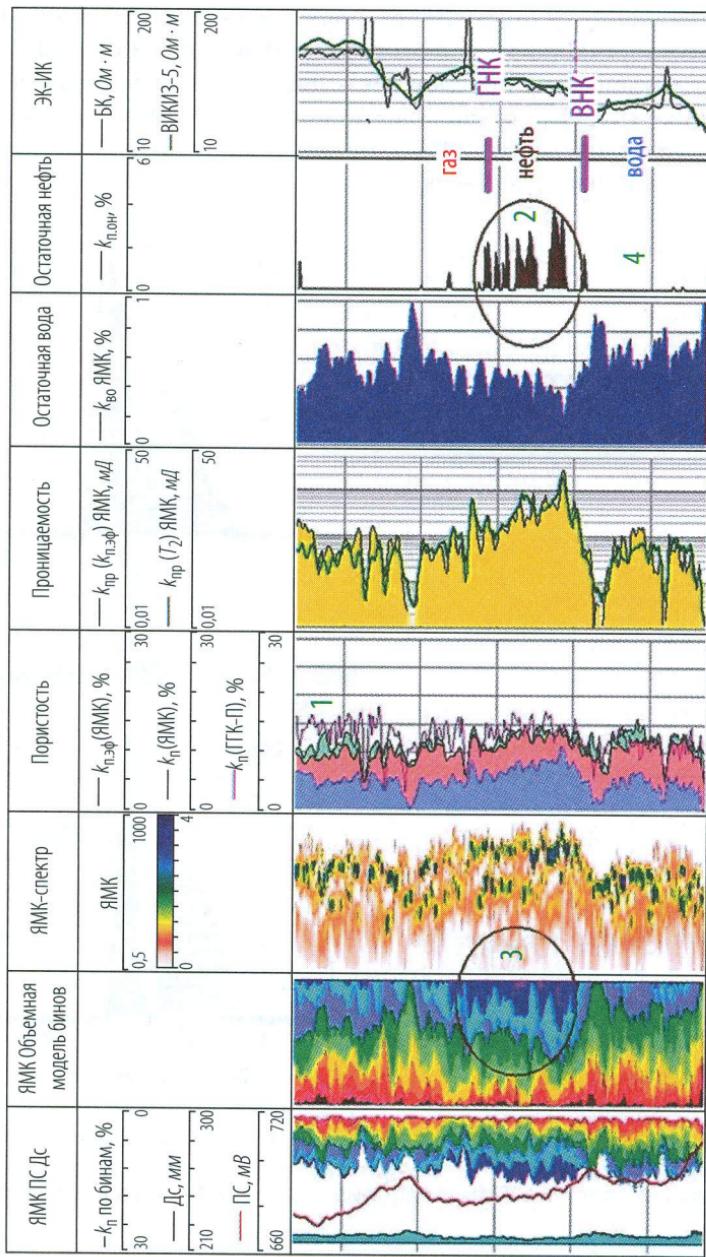


Рис. 9. Оценка вертикальной зональности газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой

Выделение межфлюидных контактов по данным ЯМК. Показанная выше возможность выделения по ЯМК как газонасыщенных, так и нефтенасыщенных коллекторов позволяет прогнозировать положение различных межфлюидных контактов (газ–вода, газ–нефть, нефть–вода) и оценивать толщину переходных зон.

На рис. 9 приведен пример выделения нефтяной оторочки под газоконденсатной залежью неокома Севера Западной Сибири. Газоконденсатная часть залежи выделяется по ЯМК–ГГК–П по эффекту газа (1). Нефтяная оторочка выделяется по аномалиям остаточной нефти по ЯМК (2) на основе отличия нефти и воды по вязкости (коэффициенту диффузии) и удлинения спектров ЯМК при наличии «живой», газированной нефти (3). Водонасыщенная зона выделяется по исчезновению аномалий остаточной нефти (4).

Приведенные результаты отражают эффективность метода ЯМК при исследовании строения, оценки фильтрационно-емкостных свойств и насыщенности ачимовской толщи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бородкин В. Н., Курчиков А. Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского комплекса Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015.
2. Букатов М. В., Пескова Д. Н., Ненашева М. Г., Погребнюк С. А. и др. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования. ROGTEC–2018.
3. Гуарди Ф. Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003.
4. Калинин В. Ачимовский резерв // Сибирская нефть. 2012. Вып. 8/95. С. 52–55.
5. Малинин А. В., Тарасов С. Ю., Дубницкий И. Р. и др. Опыт применения ядерно-магнитного каротажа для изучения газовых залежей // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2019. Вып. 4 (298). С. 30–42.
6. Наумов А. Л., Онищук Т. М., Дядюк Н. П. и др. О литологических залежах углеводородов на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1979. № 8. С. 15–20.
7. Нежданов А. А., Пономарев В. А., Туренков Н. А., Горбунов С. А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Академия горных наук, 2000.
8. Нежданов А. А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантеклинальных ловушек

и залежей УВ. Автореф. дисс. на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Тюмень, 2004.

9. Сошин С. С., Хаматдинов Р. Т., Барляев В. Ю. и др. Отечественная технология ядерно-магнитного каротажа сильного поля. Состояние и развитие // HTB «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2021. Вып. 6 (312). С. 115–126.

10. Хаматдинов Р. Т., Митюшин Е. М., Барляев В. Ю., Мурцовкин В. А., Малинин А. В. Ядерно-магнитный томографический каротаж // HTB «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2002. Вып. 100. С.138–171.

11. Bouma A. H. Sedimentology of Some Flysch Deposits: A Graphic Approach to Facies Interpretation. Elsevier, Amsterdam, 1962. 168 p.

12. Dunn K. J., Bergman D. J. and LaTorra G. A. (eds). Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications. 2002. Vol. 32. 1st edition. Elsevier, Amsterdam, The Netherlands. 312 p.

13. Integrated Gas and Oil Zone Evaluation Using NMR, Conventional, and Mud Gas Data – a Norwegian Logging-While-Drilling Case History / Holger Thern, Nicklas Ritzmann, Jon Torkel Petersen, Oliver Mohnke. SPWLA 58th Annual Logging Symposium, 17–21 June 2017. Oklahoma, USA. Paper KKKK.

14. NMR Logging of Natural Gas Reservoirs / R. Akkurt, A. J. Guillory, P. N. Tutunjian, H. J. Vinegar // The Log Analyst. 1996. Vol. 37. Issue 06.

15. Prammer M. G., Mardon D., Coates G. R. and Miller M. N. Lithology-Independent Gas Detection by Gradient NMR Logging. Proc. Annu Tech. Conf. Exhibition, 1995. Soc. Pet. Eng. Dallas, TX, USA. P. 325–336.

16. Shanmugam G. The Bouma Sequence and the Turbidite Mind Set // Earth-Science Reviews. 1997. № 42. P. 201–229.

Рецензент доктор геол.-минер. наук, проф. Ю. И. Кузнецов