

УДК 550.832.582

Л. Д. Колотущенко

*ООО "Центр научных исследований, проектирования,
геологии ископаемого сырья"*

А. В. Малинин

ООО "Нефтегазгеофизика", Университет "Дубна"

С. Ю. Рудаковская

ООО "Арктик-ГЕРС"

ИЗУЧЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕНДСКОГО ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА НА ЮГО-ЗАПАДЕ ЯКУТИИ ЯДЕРНО-МАГНИТНЫМИ МЕТОДАМИ

Рассмотрены результаты изучения древнейшего терригенного продуктивного комплекса венда на юго-западе Якутии методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) по керну и каротажу. Приведены краткие сведения о геологическом строении региона. На примере исследований керна из ботубинского и талахского горизонтов показано различие в составе, структуре и коллекторских свойствах разных петрографических типов песчаников. Установлено, что коллекторские свойства, определенные методом ЯМР по керну, удовлетворительно согласуются с результатами стандартных исследований. Высокая чувствительность ЯМР к структуре порового пространства позволяет прогнозировать распределение коллекторских свойств практически во всем диапазоне петрографических типов песчаников. Аналогичные оценки получены и по данным ядерно-магнитного каротажа (ЯМК).

Ключевые слова: Якутия, керн, каротаж, ядерно-магнитный резонанс, песчаники, структура порового пространства, пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность.

Исследования скважин ядерно-магнитными методами в сильном магнитном поле [5] в России выполнены в нескольких сотнях скважин. В слабоизученных регионах Восточной Сибири и Якутии таких исследований на порядок меньше.

В этой статье представлены некоторые результаты изучения древнейшего терригенного продуктивного комплекса венда [2, 4] на юго-западе Якутии геофизическими методами с применением ядерно-магнитного каротажа. Речь пойдет о разведочных площадях, расположенных в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НБ НГО), приуроченной к восточному-юго-восточному склону надпорядковой структуры – Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА). Этот склон отделяется от Байкало-Патомской складчатой области Препатомским региональным прогибом.

В геологическом строении осадочного чехла НБ НГО участвуют умеренно консолидированные песчано-глинистые отложения верхнего рифея (выполняют неровности протерозойского кристаллического фундамента), терригенные и карбонатные породы венда, а также галогенно-карбонатные породы кембрия. Судя по распределению мощностей отдельных стратиграфических подразделений (рис. 1), восточный склон НБА был сформирован еще в вендское время. Вышезалегающие кембрийские галогенно-карбонатные отложения практически нивелируют древний рельеф.

С точки зрения нефтегазоносности в Непско-Ботуобинской НГО наибольший интерес представляет терригенный комплекс отложений венда. В нем выявлено несколько десятков залежей нефти и газа и около 20 связанных с ними месторождений. Среди них такие крупные месторождения, как Среднеботуобинское, Тас-Юряхское и Верхневилучанское, а также Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение с уникальными запасами газа. Для всех месторождений юго-запада Якутии характерно повышенное (существенно выше кондиционного) содержание гелия в пластовом газе.

Залежи нефти и газа связаны с рядом терригенных продуктивных горизонтов, сложный характер распространения которых определяется всей геолого-тектонической историей формирования этого региона.

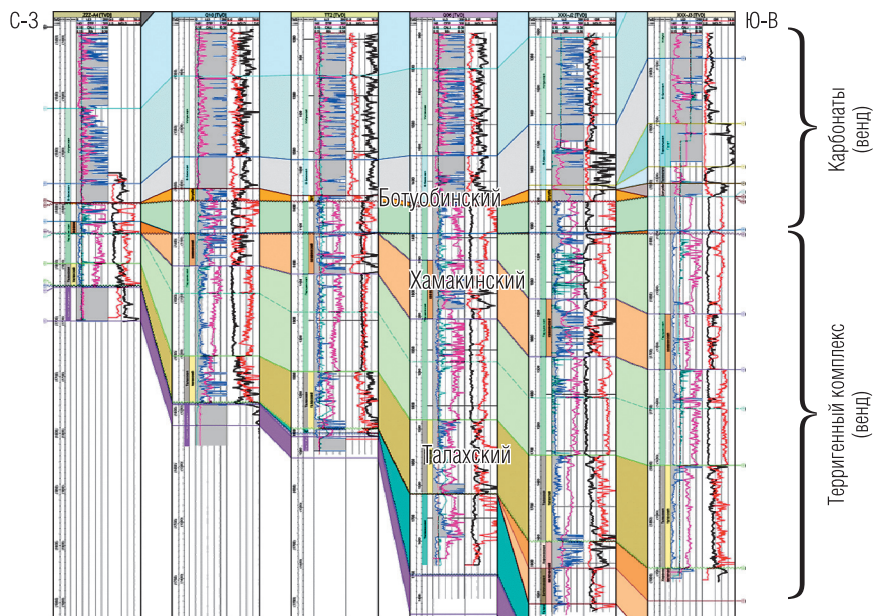


Рис. 1. Корреляция продуктивных горизонтов вендского терригенного комплекса на юго-западе Якутии (Чаяндинская зона)

В самом основании вендского терригенного комплекса залегает *вилючанский* продуктивный горизонт – его кварцевые песчаники относятся к низам венда и заполняют глубокие депрессии фундамента.

Талахский горизонт имеет на рассматриваемой территории практически повсеместное (за исключением небольшой северо-западной части) распространение. К нему иногда применяют термин “базальный”, поскольку он с размывом в основании залегает на разновозрастных породах (кристаллический фундамент, рифей, низы венда). Формирование талахского продуктивного горизонта происходило в условиях ускоренной трансгрессии моря с близостью источников сноса осадочного материала.

Хамакинский продуктивный горизонт состоит из нижней и верхней частей, которые имеют различный генезис. Для нижней части характерно формирование песчаных тел в прибрежно-морских условиях при относительно небольших колебаниях уровня моря и удаленнос-

тью источников сноса. Верхняя часть горизонта сформирована после значительного стратиграфического перерыва в осадконакоплении с существенным размывом нижележащих осадков на значительной части (северо-западная часть) рассматриваемой территории. Песчаное тело верхней части хамакинского горизонта сформировано в условиях, близких к формированию талахского горизонта.

Верхняя часть хамакинского горизонта по своему положению (но не по источнику сноса осадочного материала) хорошо сопоставляется с *улаханским* продуктивным горизонтом, распространение которого установлено на всех месторождениях и разведочных площадях, расположенных к северо-западу от северных окончаний Среднеботубинского и Тас-Юряхского месторождений.

Завершает вендский терригенный комплекс *ботуобинский* продуктивный горизонт. Его песчаные тела формировались в условиях мелководной шельфовой террасы в стабильных тектонических условиях. В условиях дозированного сноса терригенного материала (в основном это продукты размыва нижележащих пород) происходили его длительное перемывание и транспортировка приливно-отливными и вдольбереговыми течениями с накоплением песчаного материала полосой вдоль береговой линии с образованием песчаных баров и банок, разделенных подводными руслами обратных течений. Ближе к береговой линии (северо-запад) в лагунах накапливались заглинизированные осадки, в глубоководной части (юго-восток) – тонкодисперсный материал (глины).

Для всех выявленных в терригенном комплексе венда на территории Непско-Ботуобинской НГО резервуаров нефти и газа характерны аномально низкие пластовые давления (АНПД) в 5–7 МПа с нарастанием аномальности к нижним резервуарам и аномально низкими пластовыми температурами (9–16 °С).

Коллекторы резервуаров представлены мелко-средне-крупнозернистыми кварцевыми и кварц-полевошпатовыми песчаниками, крупнозернистыми алевролитами и гравелитами. Тип коллекторов – гранулярный с подчиненным присутствием в отдельных случаях трещинной составляющей. Качество коллекторов улучшается к кровле терригенного продуктивного комплекса (рис. 2).

Для анализа полученных материалов взяты два продуктивных горизонта – ботуобинский и талахский (рис. 3), резко отличающиеся как по вещественному составу, так и по фильтрационно-емкостным свойствам.

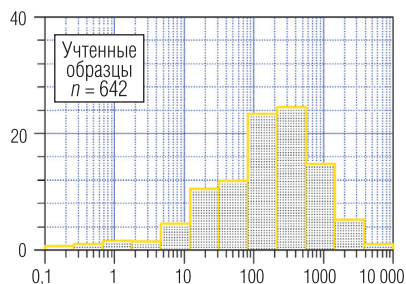
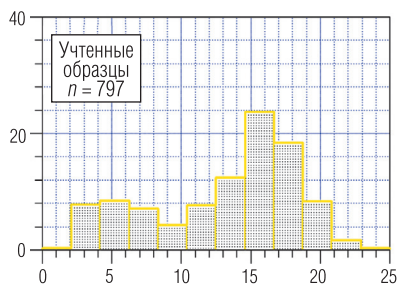
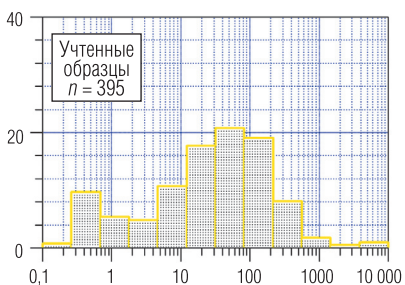
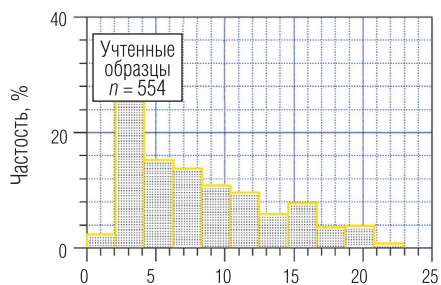
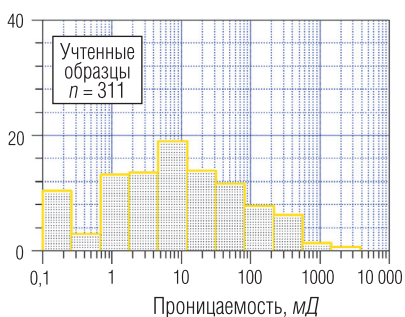
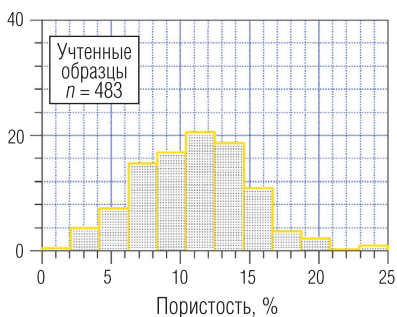
а**б****в**

Рис. 2. Распределение пористости и абсолютной проницаемости коллекторов в ботубинском (а), хамакинском (б) и талахском (в) продуктивных горизонтах на одном из крупнейших месторождений юго-запада Якутии

На рис. 4 приведены результаты исследования породообразующих минералов и цемента этих двух горизонтов по данным изучения 212 шлифов. Заметно, что содержание обломочного материала с размером зерен до гравелитов в талахском горизонте превышает 20%, тогда как в ботуобинском такой материал практически отсутствует.

Это определяет облик данных горизонтов по материалам комплекса геофизических исследований скважин (ГИС). Ботуобинский горизонт, сложенный чистыми кварцевыми песчаниками (содержание полевых шпатов в среднем не превышает 10%), характеризуется низкими значениями естественной гамма-активности. Талахский горизонт с высоким содержанием слабоизмененного осадочного материала, полученного в результате выветривания, разрушения пород фундамента и относительно недалекой транспортировки этого материала, характеризуется высокими, сопоставимыми с показаниями в аргиллитах, а нередко и аномально высокими значениями естественной гамма-активности.

Комплекс ГИС, предусмотренный для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов, оценки их пористости, характера насыщенности и коэффициентов нефтегазонасыщенности состоит из радиоактивных методов (ГК, НГК и ННК-Т), электрических методов (БК, БМК и ВИКИЗ), профилометрии, акустического и гамма-гамма-плотностного методов, а также прямых методов (ГДК и ОПК). С целью получения еще одного метода для выделения коллекторов и оценки проницаемости пород в этих сложных геологических условиях комплекс методов ГИС был дополнен ядерно-магнитным каротажем, а в программе изучения керна были предусмотрены исследования ядерно-магнитного резонанса. Исследования ЯМК и ЯМР выполнены пока в ограниченном объеме.

Рассмотрим выборку образцов керна, где выполнены исследования ЯМР. На рис. 5 приведены распределения фракционного состава пород, которые свидетельствуют о том, что в распределении песчаной, алевритовой и глинистой фракций в ботуобинском и талахском горизонтах особых различий не наблюдается. Напротив, распределение основных породообразующих минералов (рис. 6) существенно различается для этих двух горизонтов и свидетельствует о том, что ботуобинский горизонт представлен кварцевыми песчаниками, а талахский – аркозовыми.

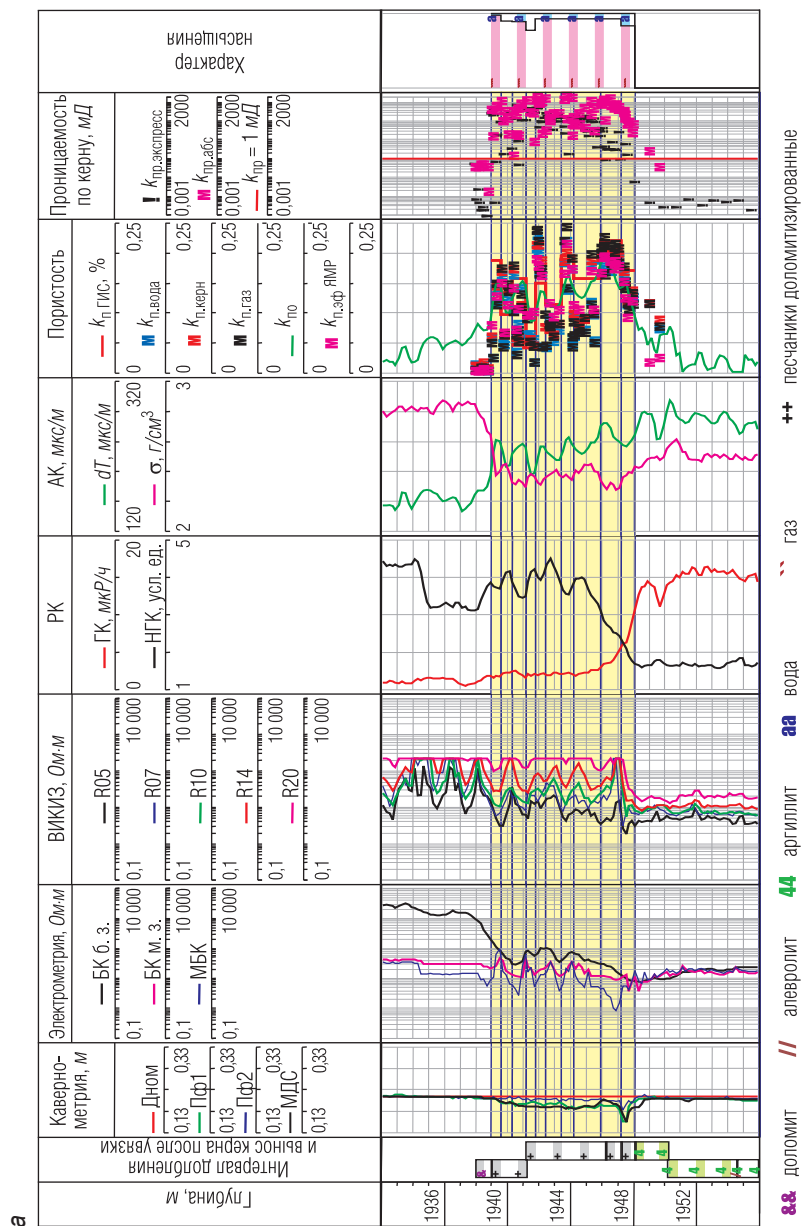


Рис. 3. Типичная геолого-геофизическая характеристика ботубинского (а) и талахского (б) продуктивных горизонтов вендского территориального комплекса

6

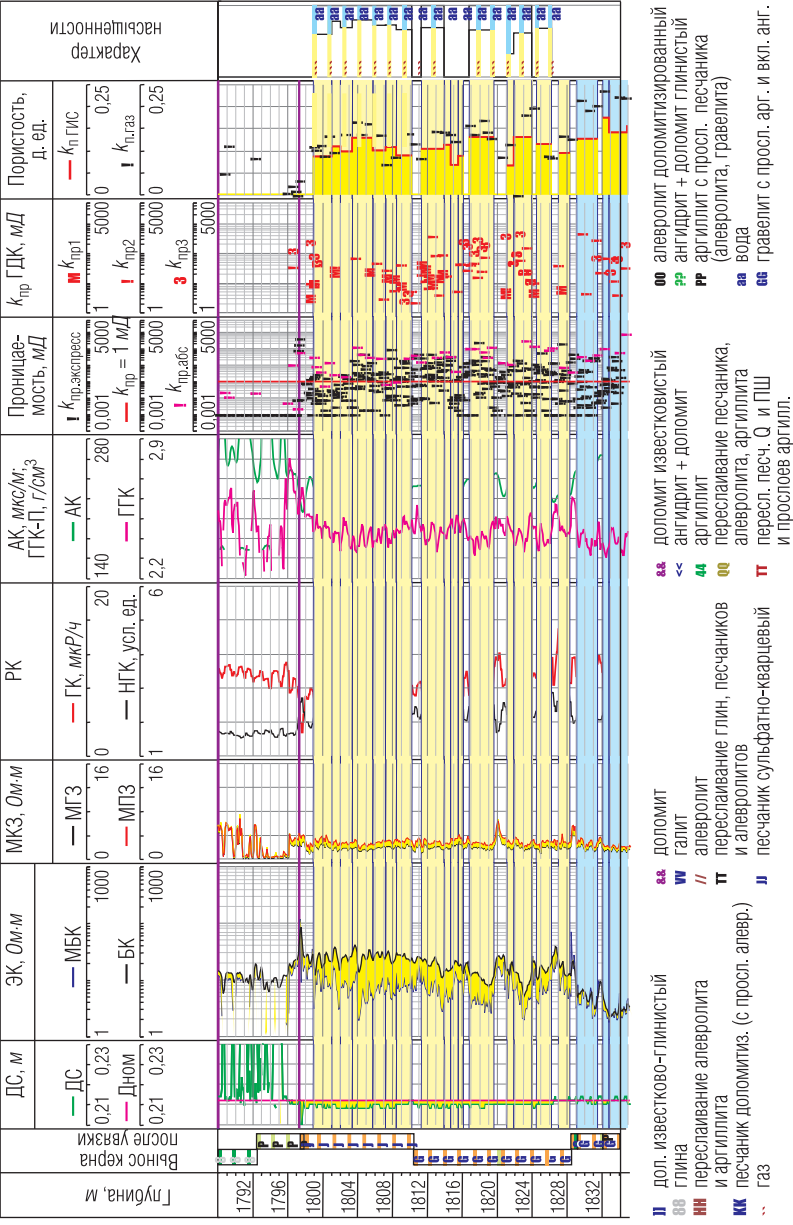


Рис. 3. Продолжение

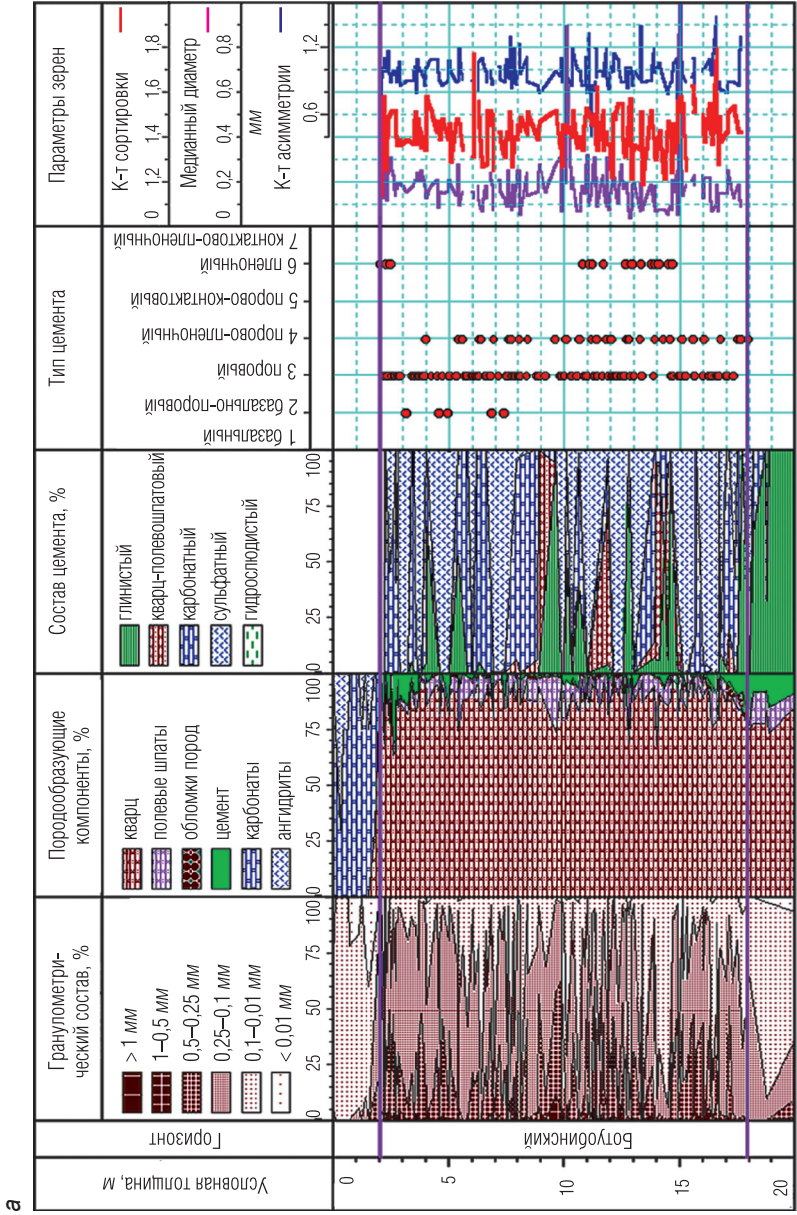


Рис. 4. Характеристика ботобинского (а) и талахского (б) продуктивных горизонтов по данным изучения шлифов

6

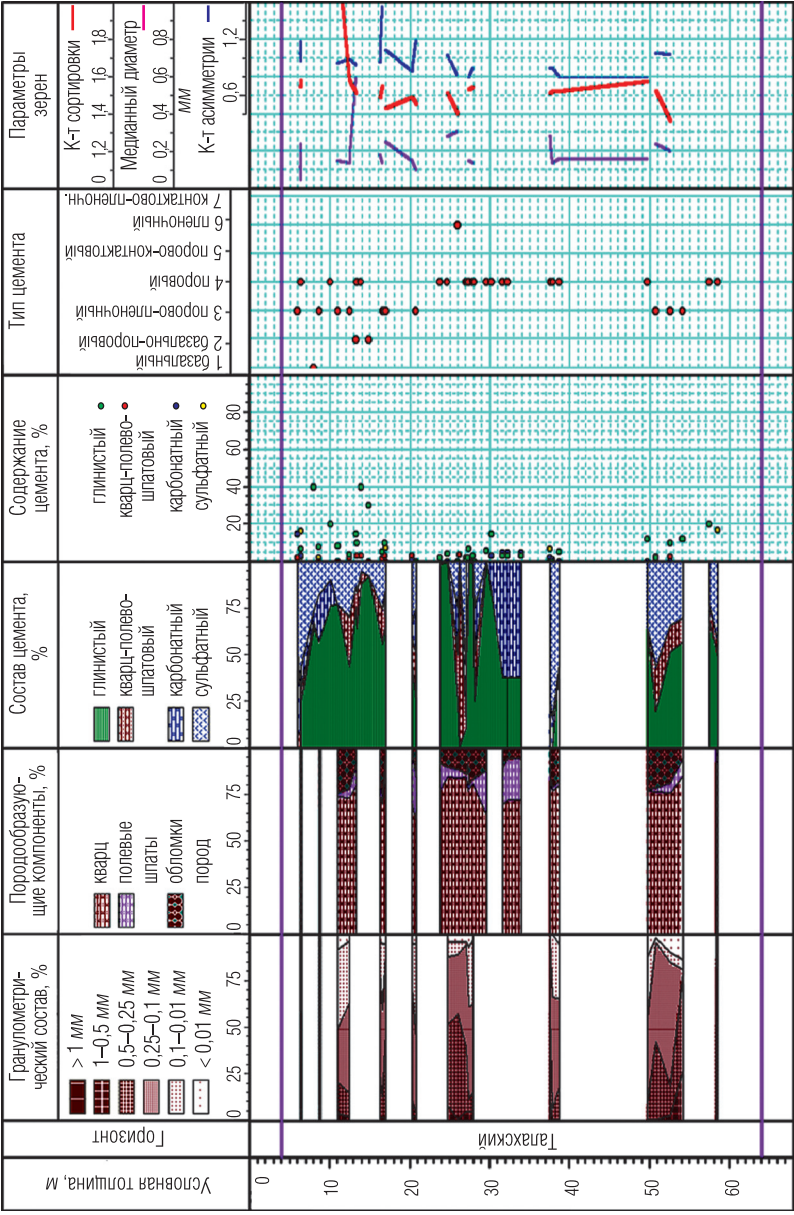


Рис. 4. Продолжение

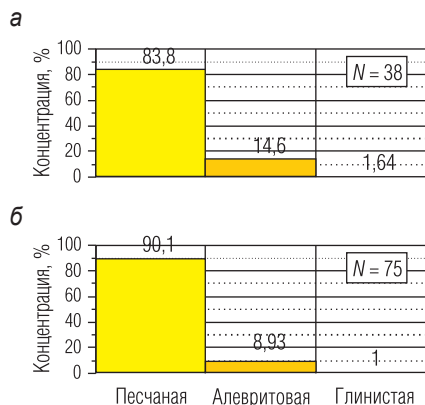


Рис. 5. Гистограмма распределения фракционного состава пород по данным ситового анализа ботубинского (а) и талахского (б) горизонтов

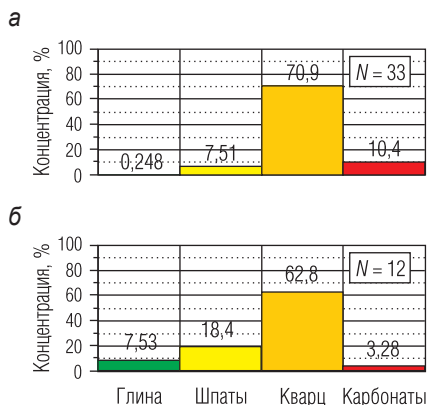


Рис. 6. Гистограмма распределения основных породообразующих минералов по данным XRD ботубинского (а) и талахского (б) горизонтов

На рис. 7–9 продемонстрировано, что пористость, проницаемость и остаточная водонасыщенность, определенные методом ЯМР [3] на керне ботубинского и талахского продуктивных горизонтов, удовлетворительно согласуются, соответственно, с пористостью по насыщению моделью пластовой воды, проницаемостью при стандартных исследованиях [1], а также остаточной водонасыщенностью по данным капилляриметрии.

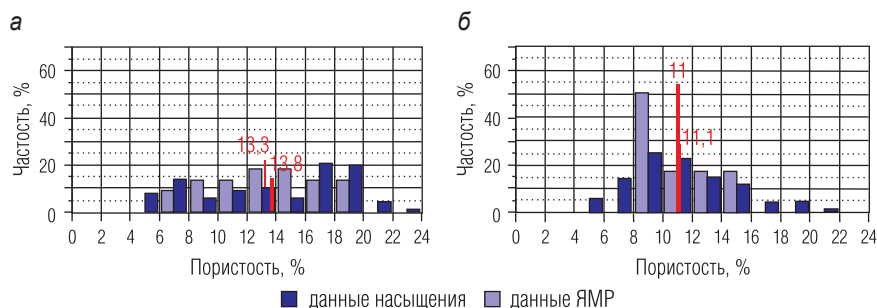


Рис. 7. Гистограммы распределения пористости ботубинского (а) и талахского (б) горизонтов

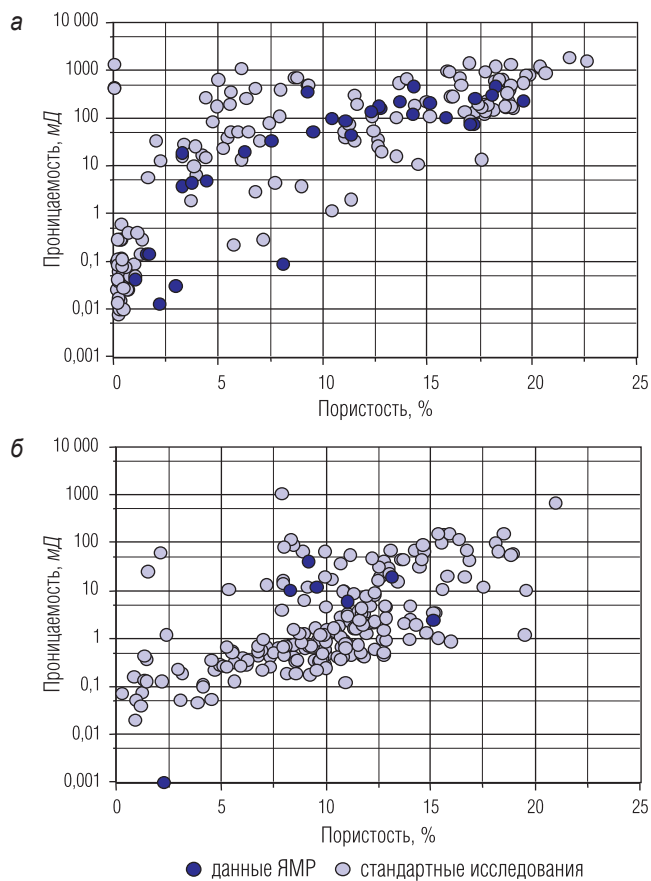


Рис. 8. Зависимость проницаемости от пористости: а – ботубинский горизонт; б – талахский горизонт

По данным ЯМР доля глин в поровом пространстве кварцевых песчаников ботубинского горизонта ничтожна (менее 1%), в аркозовых песчаниках и граувакках талахского горизонта в отдельных случаях она превышает 8% (рис. 10).

Это определяет существенные различия горизонтов в фильтрационно-емкостных свойствах. При примерно равных пористостях проницаемость коллекторов ботубинского горизонта на два порядка

выше (рис. 11). Соответственно ведет себя и остаточная водонасыщенность, которая в ботубинском горизонте практически не превышает 10%, а в талахском составляет 60–80%.

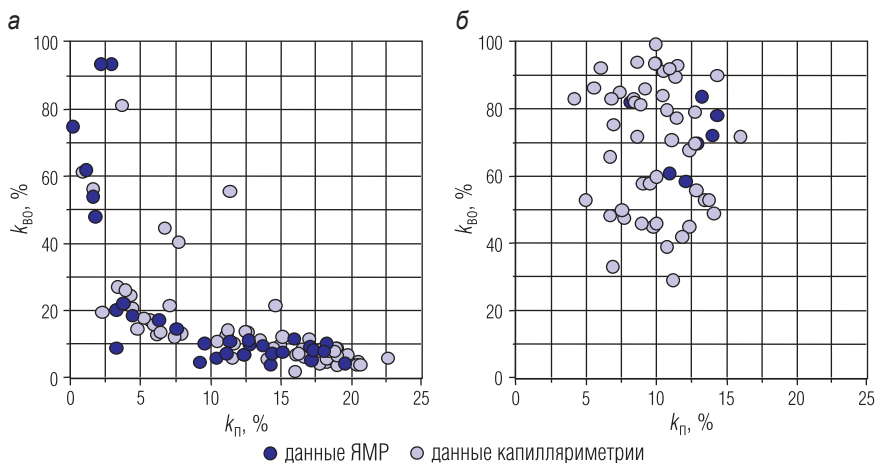


Рис. 9. Зависимость остаточной водонасыщенности от пористости: а – ботубинский горизонт; б – талахский горизонт

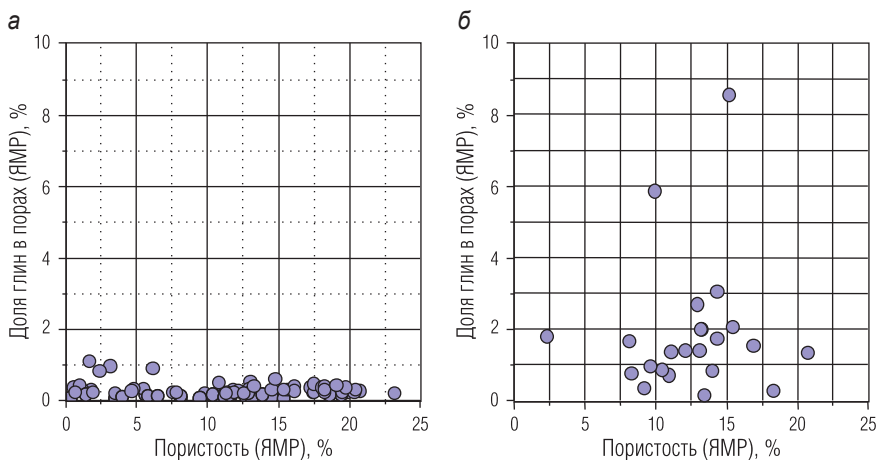


Рис. 10. Сопоставление содержания глин в порах с пористостью (данные ЯМР): а – ботубинский горизонт; б – талахский горизонт

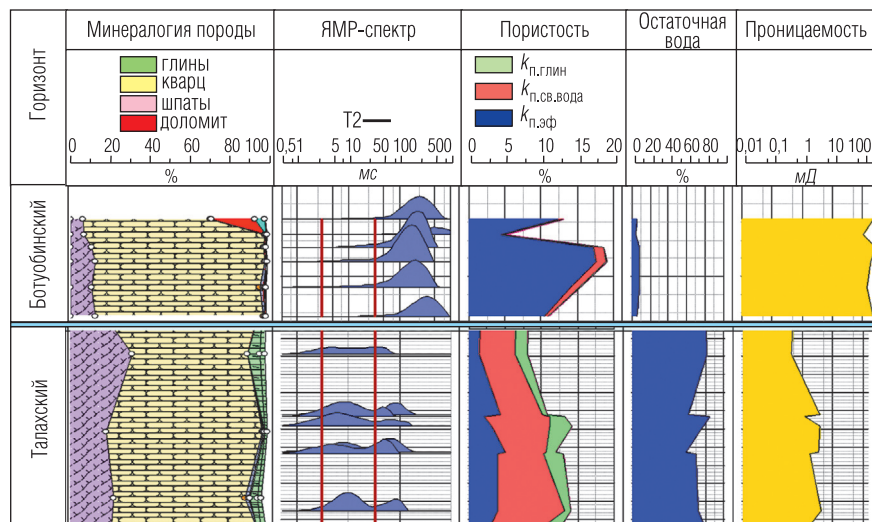


Рис. 11. Пример определения пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности на керне по ЯМР

Аналогичные оценки получены по данным ядерно-магнитного каротажа, выполненного в нескольких скважинах на одном из месторождений рассматриваемого региона по отечественной технологии ЯМТК (рис. 12).

В аркозовых песчаниках и граувакках талахского горизонта (нижний фрагмент) спектры ЯМК двухмодальные. Правая мода отражает присутствие эффективных пор. По временам спектров ЯМК такие поры обычно формируются крупнозернистыми алевролитами или алевропесчаниками. Левая мода спектров отражает связанный флюид и формируется порами мелкозернистых алевролитовых и глинистых частиц. По временам левой моды спектров глинистая фракция в коллекторах имеет повышенное содержание, но по размерам крупнодисперсная (каолинит, возможно, хлорит). Тонкодисперсная глинистая фракция (гидролюда, смектиты) имеет подчиненное распространение. Это, отчасти, снижает негативный эффект повышенной глинистости. Рассчитанные по спектрам ЯМК высокий $k_{во}$ (0,55–0,75) и низкая проницаемость (преобладает $k_{пр} < 1$ мД) отражают ухудшенную характеристику коллекторов.

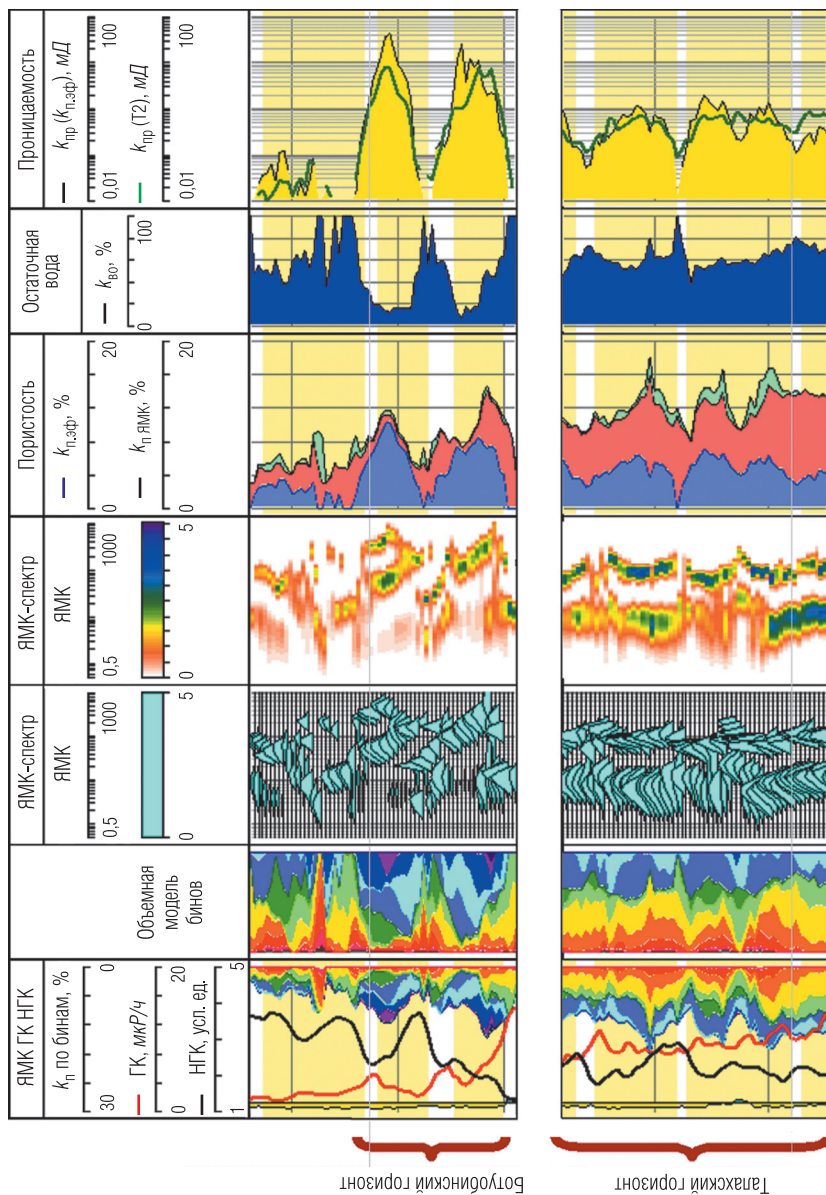


Рис. 12. Пример интерпретации материалов ЯМТК в одной из скважин на юго-западе Якутии

В кварцевых песчаниках ботуобинского горизонта (верхний фрагмент) спектры ЯМК в основном одномодальные. В отличие от аркозовых песчаников левая мода спектров, связанная с глинисто-алевритовой фракцией, практически не выражена, основная емкость формируется эффективными порами песчаных частиц. Косвенно это свидетельствует об упрощении морфологии порового пространства (уменьшение извилистости, доли тупиковых пор, степени изменчивости размеров тел пор и соединяющих их каналов и др.), хотя прямо морфологию порового пространства метод ЯМК не позволяет оценить. Максимальные времена спектров в кварцевых песчаниках больше и “живые” сечения пор более значительные, чем в аркозах. Как следствие, даже при меньшей общей пористости расчетные по спектрам ЯМК фильтрационные параметры кварцевых песчаников лучше, чем в аркозовых – $k_{\text{во}}$ менее 20%, а проницаемость выше более чем на порядок.

Таким образом, высокая чувствительность ЯМР к структуре порового пространства позволяет прогнозировать распределение коллекторских свойств практически во всем диапазоне петрографических типов песчаников.

В разрезах юго-запада Якутии дополнительным важным фактором эффективности ЯМК является его нечувствительность к присутствию галита в поровом пространстве – по ЯМК оценивается только объем флюида в поровом пространстве.

Для ЯМК, как и для электромагнитных методов, определенные технические сложности представляет использование при проводке скважин высокоминерализованных проводящих растворов. Однако имеющийся опыт показывает, что и в этих условиях ЯМК позволяет получить объективную информацию о разрезе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гудок Н. С., Богданович Н. Н., Мартынов В. Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. М.: Недра, 2007. 592 с.
2. Методика и технология открытия крупных и уникальных месторождений нефти и газа на юге Сибирской платформы / М. М. Мандельбаум, Г. А. Хохлов, В. А. Кондратьев, В. Б. Мазур // Разведка и охрана недр. 2005. № 2–3. С. 29–38.
3. Мурцовкин В. А., Топорков В. Г. Новая ЯМР-технология петрофизических исследований керна, шлама и флюидов // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2000. Вып. 69. С. 84–97.

4. Самсонов В. В., Ларичев А. И. Перспективные нефтегазоносные комплексы и зоны южной части Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. № 3 // http://www.ngtp.ru/rub/4/43_2008.pdf
5. Dunn K.-J., Bergman D. J., LaTorraca G. A. Nuclear Magnetic Resonance. Petrophysical and Logging Applications. Pergamon, 2002.

Рецензент канд. техн. наук А. А. Левченко

Результаты исследований и работ ученых и конструкторов

УДК 550.832

*В. Ф. Козяр, Н. В. Козяр
ООО "Нефтегазгеофизика"*

ФОРМА ГОЛОВНЫХ ВОЛН АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Приведены сведения из физики волновых процессов о формировании фронтов головных волн, возбуждаемых ограниченными по размерам источниками. Для используемых в акустическом каротаже частот и длин измерительных зондов фронты – сферические.

Ключевые слова: каротаж, фронт объемной упругой волны, коэффициент расхождения, акустическое поле монопольного и дипольного источников.

В последнее время возобновился интерес к измерениям приборами акустического каротажа затухания упругих волн. Амплитуды и затухание продольной и поперечной волн используются для выделения трещинных коллекторов, определения характера насыщенности пород с межзеренной пористостью и других целей. Согласно [3] определение волн как объемных свидетельствует об их распространении в неограниченном массиве горных пород, не пересеченном границами. В связи с этим восстановилось обсуждение значений коэффициента геометрического расхождения волн, которые необходимо учесть при

определении коэффициентов диссипационного поглощения, обусловленных вязкостью и теплопроводностью пород, либо коэффициентов рассеяния энергии волн на микронеоднородностях пород (трещинах, кавернах, минеральных включениях с иным акустическим импедансом нежели вмещающая среда).

Наиболее полно коэффициенты геометрического расхождения рассмотрены в работе [3]. В ней показано, что для преломленной (в массиве) и головной (в скважине) продольной волны коэффициент расхождения равен $1/r$, что соответствует сферической волне; для головной поперечной волны этот коэффициент равен $1/r^2$. Вместе с тем позже в НТВ “Каротажник” [1] появилось не единожды повторенное утверждение о распространении вдоль скважины плоских волн. Одновременно многочисленные публикации в том же НТВ “Каротажник” и в рекламных изданиях, посвященных проблеме интенсификации дебитов скважин, изобилуют утверждениями о сверхдальнем распространении упругих волн ограниченными по размерам преобразователями скважинных приборов. Такое возможно при распространении плоской волны, что не имеет места для преобразователей ограниченных размеров.

В одной из последних работ [6], опираясь на теорию Био распространения акустических волн в пористой среде, пересеченной скважиной, методом численного моделирования найдено, что коэффициент геометрического расхождения зависит также от скоростей упругих волн в породах. Для высокоскоростных пород ($v_P > v_S > v_{ж}$, где v_P , v_S – скорости продольной и поперечной волн в породе; $v_{ж}$ – скорость волны в скважинной жидкости) он описывается законом $1/r$ для расстояний более 2 м. Для низкоскоростных пород ($v_S < v_{ж}$) коэффициент геометрического расхождения зависит от расстояния и скорости продольной волны в породе. Значение $1/r$ не достигается даже на удалении от источника, равном 5,5 м. Для дипольного излучателя этот коэффициент меньше $1/r$ и уменьшается с уменьшением скоростей упругих волн. В случае обсаженной скважины определение коэффициента расхождения осложняется геометрической дисперсией, вследствие которой “свойства головных волн зависят от обобщенных (?) характеристик горных пород, цементного камня и обсадной колонны”. Зависимости коэффициента расхождения от расстояния до источника и его ведущей частоты выражены сильнее для необсаженной скважины.

Влияние определенного значения скорости упругой волны в среде на коэффициент расхождения прозвучало в научной литературе впервые и требует комментариев. Не меньших комментариев требует далеко не доказанное утверждение о существовании обобщенных волн в обсаженной скважине вблизи от источника (преобразователя) волн. Измерения в скважине не подтверждают это утверждение.

Структура акустических (звуковых) полей давно изучена в акустике, как разделе физики, для всех форм поля: плоского, цилиндрического, сферического [2, 4, 5, 7]. Для излучателя волн произвольной формы конечных размеров рядом с излучателем акустическое поле (распределение давлений, амплитуд, энергии) сохраняет форму излучателя, оставаясь плоским, цилиндрическим или сферическим, – ближняя зона (Френеля). Определенная зависимость поля при удалении от излучателя (r) отсутствует; характеристика направленности поля еще не сформирована. На расстоянии $r^2 \approx d^2/\lambda$ (где d – радиус круглого поршневого излучателя, диска, мембраны или размер поперечного сечения излучателя произвольной формы; λ – длина волны) начинает формироваться сферическое поле. Оно асимптотически принимает форму расходящейся сферической волны (переходная зона) и становится чисто сферическим на некотором расстоянии (зона Фраунгофера). В этой зоне поле убывает обратно пропорционально расстоянию от источника колебаний ($1/r$). Чаще всего к зоне Фраунгофера относят также переходную зону между зонами Френеля и собственно Фраунгофера.

Убывание с расстоянием поля дипольного источника такое же, как у монополя ($1/r$). В дальней зоне (Фраунгофера) поле представляет собой сферическую расходящуюся волну с “восьмерочной” характеристикой направленности. Давление и амплитуды поля убывают обратно пропорционально расстоянию ($1/r$), в том числе для излучателей, размеры которых сопоставимы с длиной волны. Вблизи излучателя поле изменяется быстрее, чем у монополя, согласно $1/r^2$.

Формирование поля на всем протяжении от источника колебаний обусловлено явлениями дифракции звуковой волны и определяется размерами источника d (радиус круглой плоской мембраны, поршневого излучателя или поперечное сечение излучателя произвольной формы) и длиной λ возбуждаемой волны (рис. 1). Если рассматривать

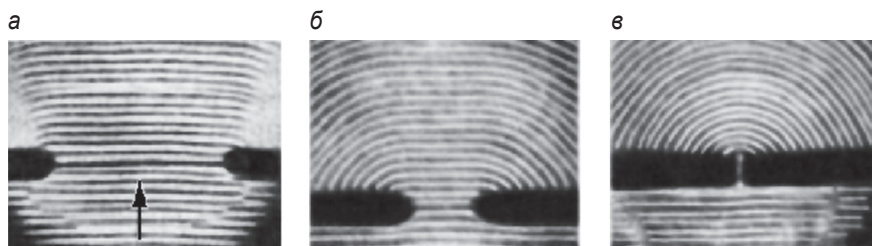


Рис. 1. Прохождение плоской волны через отверстие в экране при различных соотношениях между размером отверстия и длиной волны (заимствовано из [7])

отверстие в экране как источник волны, то форма фронта волны (в данном случае плоской) сохраняется на большом расстоянии от экрана при условии $\lambda \gg d$ (рис. 1, а). Дифракционные эффекты выражаются в размывании границ лучевого пучка за счет расширения за пределы источника волны и искривления фазовых линий в его пределах. Дифракционные эффекты усиливаются при удалении от источника; форма фронта волны в пределах размеров источника проявляет элементы сферичности. По мере стремления длины волны к d размеры плоского фронта уменьшаются, а дифракционные эффекты усиливаются (рис. 1, б). Если $\lambda \ll d$, отверстие в экране становится источником сферической волны (рис. 1, в).

Нахождение размеров ближней, переходной и дальней зон достигается решением волнового уравнения для простейшего случая гармонических колебаний в жидкости. Граничные условия решения заключаются в задании определенного потенциала на поверхности излучателя и равенства его нулю на бесконечности. Расчет громоздок, выполняется с использованием бесконечных рядов. Поэтому ограничимся кратким описанием способа его получения. Полный расчет изложен в [4, 5].

Процедура расчета заключается в определении перед излучателем в каждой точке N_i потенциала поля как суммы полей, излучаемых всеми точечными источниками на поверхности излучателя. Расстояние между точечными источниками и N_i разное и изменяется от z_i до $\sqrt{r_i^2 + d_i^2}$ (рис. 2, а). Поэтому возмущения от них будут приходить в точку N_i в разное время, образуя в ней сложную интерференционную картину.

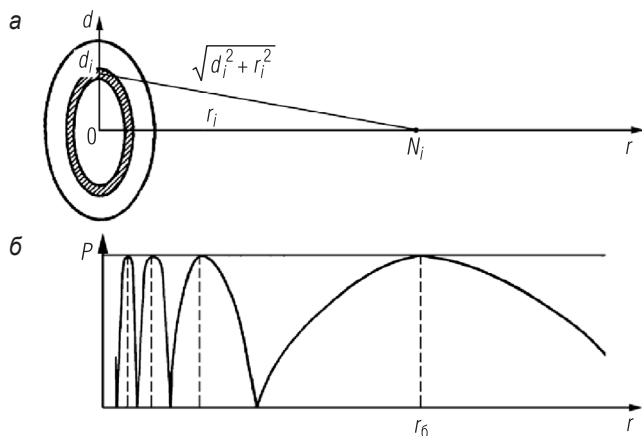


Рис. 2. Схема определения давления (P) звукового поля от точечных источников, размещенных в точках 0 и d_i (заимствовано из [5])

Значения давлений (рис. 2, б), создаваемых в точках $N_i \dots N_n$, выражаются в зависимости от расстояния r сложной функцией, описывающей квазиплоскую волну и отличающуюся от функции для плоской волны. Экстремальные значения давлений определяются координатами r/λ :

$$\left| \sin \frac{\alpha(r/\lambda, d/r)}{2} \right| = 0 \text{ и } \left| \sin \frac{\alpha(r/\lambda, d/r)}{2} \right| = 1.$$

Они удовлетворяют решению

$$\alpha = 2\pi \frac{r}{\lambda} \sqrt{1 + (d/r)^2} = n\pi, \text{ где } n = 0, 1, 2, \dots$$

Отсюда

$$r_n = \frac{(d/\lambda)^2}{n} - \frac{n}{4},$$

где четные значения n соответствуют точкам с давлениями (амплитудами), равными нулю; нечетные – точкам, где давление равно 1. Расстояние до наиболее удаленной точки, в которой давление максимально, равно $r = d/\lambda - \lambda/4$. Оно соответствует границе r_6 ближней зоны (Френеля). В промежутке от 0 до r_6 значение давления несколько

раз осциллирует от 0 до 1, создавая сложную структуру поля. Эта сложность не мешает находить среднее значение звукового давления без его строгой фиксации в определенной точке.

На расстоянии, большем r_6 , давление монотонно убывает с расстоянием, приближаясь к 0 на бесконечности. Это область дальнего поля (Фраунгофера, волновая область), в которой формируется сферическое поле. Его можно считать полностью сформированным на расстоянии r_g от излучателя, где без существенной ошибки удаления r_i и $\sqrt{r_i^2 + d_i^2}$ можно считать равными. Величина r_g условна и определяется степенью заданного приближения, с которым принимается равенство r_i и $\sqrt{r_i^2 + d_i^2}$. С удовлетворительной точностью принимается, что r_g в несколько раз больше r_6 . Отношение r_g/r_6 слабо изменяется, если $d/\lambda > 1$. Для $d/\lambda \gg 1$ оно достигает 9–10.

Результаты исследования справедливы для плоского квадратного или произвольной формы излучателя при условии, что d – сторона квадрата или поперечный размер излучателя.

Численный расчет поля ближней зоны предельно сложный. Для простейшего поршневого излучателя круглой формы он выполнен Штенцелем и с тех пор повторяется во всех монографиях и учебниках [4, 5]. Основной поток энергии перпендикулярен поверхности излучателя, занимает в его центральной части менее половины поверхности (рис. 3) и не имеет ничего общего с однородным потоком идеальной плоской волны. На рис. 3 цифры у изобар обозначают отношение давления в данной точке расчетного поля к давлению плоской волны. В периферийной области давление волны резко падает даже в направлении боковых лепестков направленности. Именно в этой области сильно проявление интерференционных процессов (рис. 1, а, б).

Высота цилиндрических излучателей в приборах акустического каротажа равна 0,04–0,08 м; для приборов ООО “Нефтегазгеофизика” – 0,06 м. Толщина кольцевого зазора между внешней поверхностью излучателя диаметром 73–76 мм и стенкой открытого ствола скважины (191–216 мм) в среднем равна 0,07 м. Скорость упругой (звуковой) волны в промывочной жидкости составляет 1440–1720 м/с в зависимости от ее плотности, давления и температуры. Граница ближнего поля для этих условий не превышает толщину кольцевого зазора (табл.), то есть для преобладающих ведущих частот излучателей, равных 4, 10 и 20 кГц, акустическое поле теряет свою цилиндри-

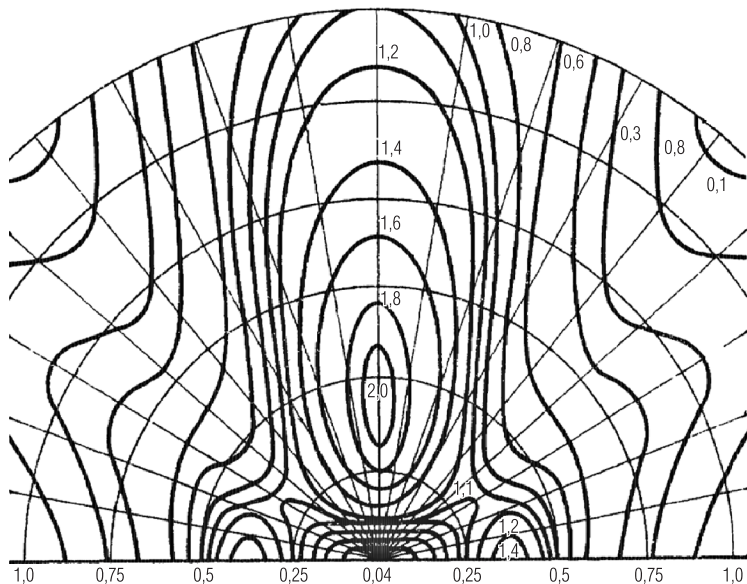


Рис. 3. Расчетное поле ближней зоны для круглого поршневого излучателя [4, 5]. Цифры у изобар обозначают отношение рассчитанного значения давления волны к давлению идеальной плоской волны

дичность в пределах скважины и приобретает форму сферического поля (рис. 4). Преломление такого поля на плоской поверхности не изменяет его форму. Преломление на цилиндрической поверхности скважины несколько усложняет форму вследствие явлений дифракции на ближнем расстоянии и нивелируется на расстоянии 2–3 длин волн.

В породе уже вблизи от излучателя формируется и дальше распространяется сферическая волна. Коэффициент геометрического расхождения волны обратно пропорционален расстоянию от излучателя ($1/r$).

В отечественной литературе, в том числе в НТВ “Каротажник”, часто упоминаются ультразвуковые скважинные приборы для интенсификации добычи нефти, обладающие узкой характеристикой направленности и неправдоподобно большой акустической мощностью. Их радиус воздействия достигает единиц километров.

Таблица

Размер ближней зоны (Френеля) в зависимости от ведущей частоты и высоты излучателя скважинного прибора

Высота излучателя, м	Ведущая частота, кГц			
	4	10	20	25
	Размер ближней зоны (Френеля), м			
0,04	0,0	0,0	0,0	0,01
0,06	0,0	0,0	0,03	0,04
0,08	0,0	0,0	0,06	0,08
0,10	0,0	0,02	0,11	0,14

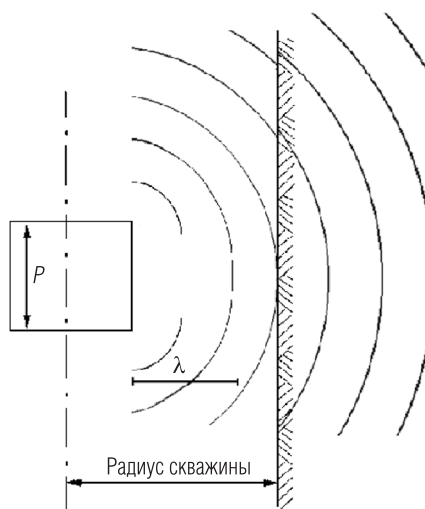


Рис. 4. Форма акустического поля вблизи излучателя

Для таких преобразователей (высота которых по оси скважины достигает 2 м, рабочие частоты 0,5–1 кГц) сферическая волна формируется через 0,5–1 м. Коэффициент расхождения для нее $1/r$; интенсивность волны убывает обратно пропорционально квадрату расстояния ($1/r^2$) от источника. Эти данные, несомненно, требуют пересмотра.

ЛИТЕРАТУРА

1. Будыко Л. В., Спивак В. Б., Щербаков Ю. А. Об акустическом каротаже полной энергии // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2000. Вып. 77. С. 37–58.
2. Горелик Г. С. Колебания и волны. М.: ИФТЛ, 1959. 572 с.
3. Ивакин Б. Н., Карус Е. В., Кузнецов О. Л. Акустический метод исследования скважин. М.: Недра, 1978. 320 с.
4. Красильников В. А. Введение в акустику: Учебное изд. М.: Изд. МГУ, 1992. 152 с.
5. Лепендин А. Ф. Акустика: Учебное пособие для втузов. М.: Высшая школа, 1978. 448 с.
6. Маркова И. А., Садовничий С. Н. Фактор геометрического расхождения головных волн в обсаженных и необсаженных скважинах: Препринт.
7. Ультразвук. Маленькая энциклопедия / Под ред. И. П. Голямина. М.: Советская энциклопедия, 1979. 480 с.

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