

УДК 553.98: 004.9

*А.В. Лобусев, д.г.-м.н., профессор, заведующий кафедрой промышленной геологии нефти и газа;**П.Н. Страхов, д.г.-м.н., доцент; М.А. Лобусев, к.т.н., доцент; Ю.А. Антипова, доцент; Д.А. Осин, аспирант,**e-mail: nauka_rgu@mail.ru, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина*

Возможность использования данных сейсморазведки для прогнозирования коллекторских свойств продуктивных отложений Тымпучиканского месторождения

В статье приводятся результаты изучения строения продуктивных отложений Тымпучиканского газонефтяного месторождения, расположенного на территории Республики Саха (Якутия). Анализируются фильтрационно-емкостные и акустические свойства пород. Рассматриваются и обосновываются основные направления дальнейших исследований пород-коллекторов в ходе проектирования сейсморазведки 3D. Особое место уделено вопросу прогнозирования коллекторских свойства отложений талахского и хамакинского горизонтов с учетом свойств волнового поля.

Ключевые слова: Тымпучиканское месторождение, сейсморазведка 3D, талахский горизонт, хамакинский горизонт, строение коллекторов терригенных отложений, условия седиментации, постседиментационные преобразования, петрофизические свойства песчано-алевролитовых пород, акустический каротаж.

Тымпучиканское газонефтяное месторождение находится в непосредственной близости от строящегося нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Выгодное с экономической точки зрения его расположение предопределяет необходимость ускорения его освоения. Тымпучиканское месторождение находится в северо-западной части Непско-Пеледуйского свода, который осложняет структурно-тектонический элемент I порядка – Непско-Ботуобинскую антеклизу (НБА). В нефтегазоносном отношении Тымпучиканское месторождение входит в состав Непско-Ботуобинской области Ленно-Вилюйской нефтегазоносной провинции. Промышленная нефтегазоносность в настоящее время установлена для терригенных отложений талахской и паршинской (хамакинский горизонт) свит вендской системы, которым в данной работе будет уделено основное внимание. Также на соседних площадях продуктивными являются

карбонатные толщи юрхской свиты верхневендского – нижнекембрийского отделов и билярской (осинский горизонт) свиты нижнекембрийского отдела (1981).

Тымпучиканское газонефтяное месторождение не является традиционным объектом разработки ОАО «Газпром нефть». Существует ряд особенностей, которые следует учесть при освоении месторождения. В первую очередь следует отметить, что границы залежи не контролируются структурным фактором в полном объеме. Также наблюдаются anomalно низкое пластовое давление, составляющее около 85% от гидростатического, высокая минерализация пластовых вод (больше 400 кг/м³), сложное строение коллекторов. Все это требует модернизации имеющихся технологий.

ТАЛАХСКИЙ ГОРИЗОНТ

Отложения горизонта распространены на большей части площади Непско-Пеледуйского поднятия, их общая толщина

сокращается в северо-западном направлении вплоть до полного выклинивания. Тымпучиканское месторождение как раз попадает в зону распространения малых толщин и располагается в непосредственной близости от выклинивания терригенных отложений. Седиментация отложений талахского горизонта происходила преимущественно в относительно глубокой части шельфа, на значительном удалении от береговой линии. На фоне господства застойных условий периодически происходило увеличение гидродинамической активности палеобассейна вследствие проявления временных водных потоков и течений. Именно в это время происходила аккумуляция песчано-алевролитовых осадков.

Отложения талахского горизонта представлены переслаиванием песчаных, алевритовых и глинистых разностей. На юге участка скорость временных палеопотоков была, как правило, повышенной, что определяло аккумуляцию

осадков с более крупным кластогенным материалом. Поступал обломочный материал к месту захоронения преимущественно с северо-запада. Об этом позволяют говорить результаты исследований Т.И. Гуровой и Л.С. Черновой (1988), которые проводились на площадях, расположенных на территории Иркутской области, практически примыкающих к Тымпучиканскому месторождению. Были изучены отложения верхнечонского горизонта (ВЧ2), которые являются аналогом талахского горизонта, выделяемого на территории Республики Саха (Якутия).

Необходимо отметить, что увеличение подвижности придонных вод в пределах исследуемой территории было значительным. Это определило преобладание средне- и мелкозернистых песчаных фракций. Доля глинистой фракции в основном не превышает 10%. Состав цемента песчаников и алевролитов – преимущественно глинистый, карбонатный и сульфатный.

Особенности накопления продуктивных отложений определили формирование ряда песчано-алевролитовых линз, гидродинамическая сообщаемость между которыми в ряде случаев ограничена глинистыми отложениями. Это обстоятельство в определенной степени объясняет причины возможности формирования залежей неструктурного типа в данном районе.

На строение коллекторов терригенных отложений талахского горизонта наряду с условиями седиментации также оказали существенное влияние постседиментационные преобразования. В первую очередь речь идет о результатах воздействия на терригенные образования процессов, характерных для районов с активной тектонической деятельностью, а именно – уплотнение и трещинообразование. Также широкое распространение получили процессы вторичного минералообразования (преимущественно засоление, кальцитизация и сульфатизация). На это указывают как микро- и макроописание керна, так и результаты петрофизических исследований образцов в лабораторных условиях. Пористость песчано-алевролитовых пород изменяется в широком диапазоне от 0,3

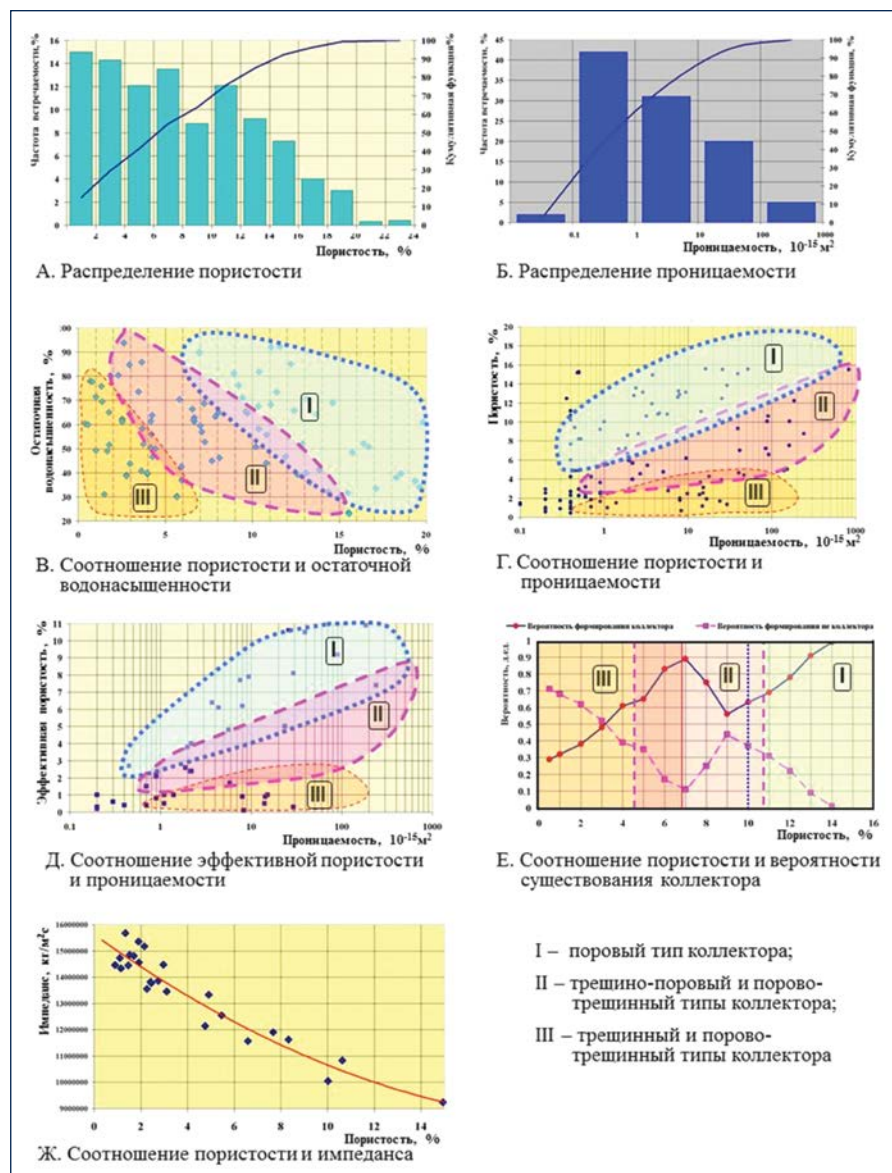


Рис. 1. Петрофизические свойства песчано-алевролитовых пород талахского горизонта

до 23,7% при среднем значении 7,1% (рис. 1а). Распределение данного параметра имеет бимодальный характер. В целом выделяются интервалы от 0 до 10% и от 6 до 24%. Обусловлено это как условиями осадконакопления, так и особенностями развития постседиментационных преобразований. Активное развитие процессов вторичного минералообразования и уплотнения отрицательно повлияло на емкостные свойства пород, что определило формирование выборки песчано-алевролитовых пород с плохими емкостными свойствами. Проницаемость данных образцов колеблется в интервале 0,0001–0,827 мкм² (рис. 1б). Распределение рассматри-

ваемого фильтрационного параметра имеет логнормальный характер. Большая часть образцов не являются коллекторами, что характерно для коллекции с такими плохими емкостными свойствами. При этом следует обратить внимание на следующее: у 40% образцов исследуемой коллекции значения проницаемости превышают 0,001 мкм², то есть являются коллекторами. В то же время 40% исследуемых образцов имеют пористость не меньше 8,6%. Это очень низкие значения данного параметра. Как правило, породы с такими емкостными свойствами, содержащими пустоты только порового типа, не являются коллекторами. Очевидно,

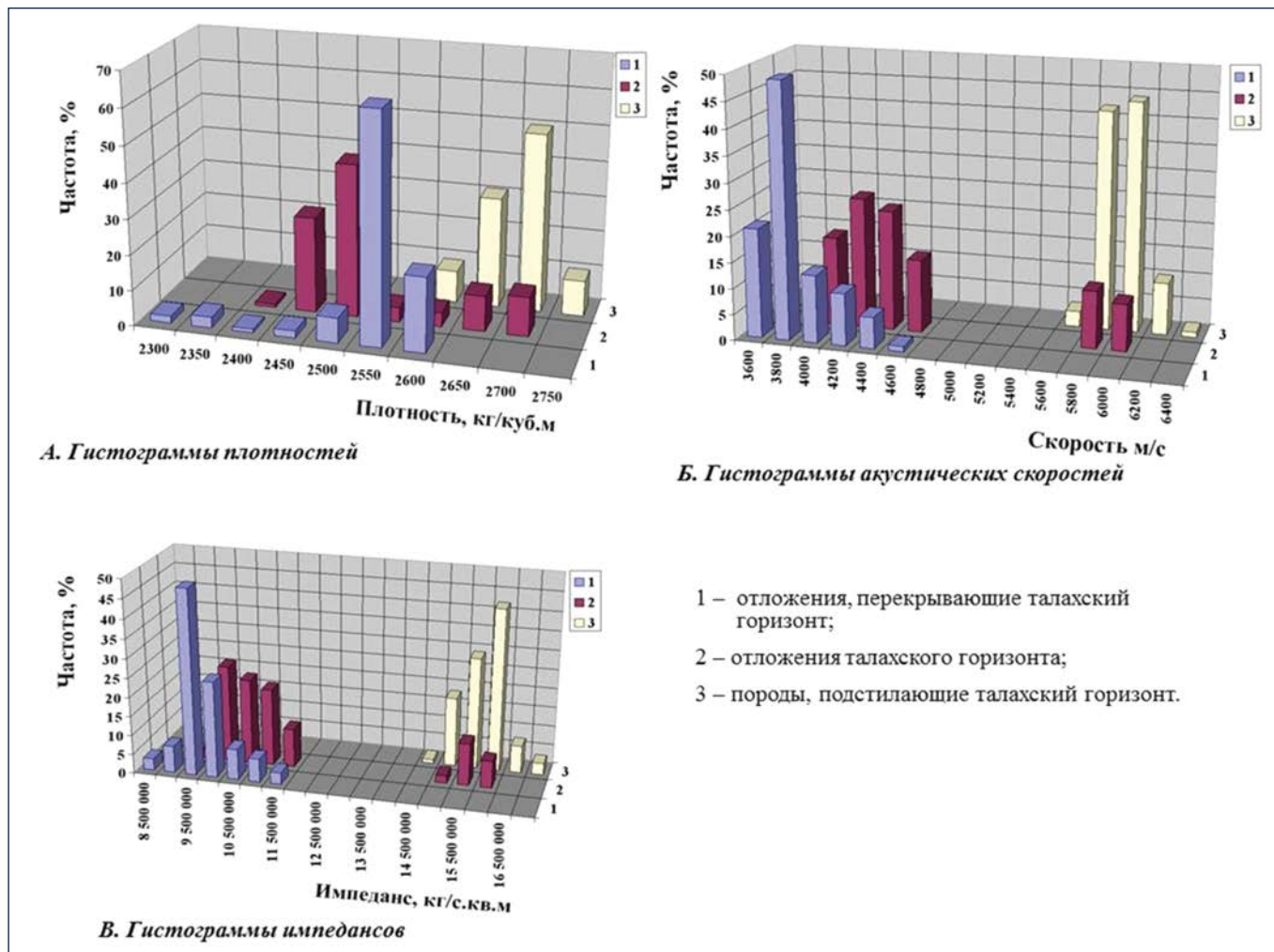


Рис. 2. Гистограммы плотностных и акустических свойств отложений талахского горизонта и вмещающих пород

попытка формального принятия по этому признаку данной пористости как кондиционного значения спровоцирует появление значительных погрешностей при подсчете запасов углеводородов, построении трехмерной геологической и гидродинамической моделей. Тем не менее полученные результаты статистической обработки заставляют уделить более серьезное внимание при исследовании коллекторов данного горизонта. Также на сложность строения пустотного пространства указывает график соотношения пористости и остаточной водонасыщенности (рис. 1в). На первый взгляд связь между этими параметрами практически отсутствует. Вместо формирования известной тенденции последовательного уменьшения остаточной водонасыщенности по мере увеличения пористости, что характерно для порового типа пустот, отмечается

выделение трех кластеров. Первый соответствует породам, в которых доминирует поровый тип пустот. Для него образцы с пористостью меньше 10%, как правило, имеют остаточную водонасыщенность больше 70%, что позволяет их считать практически непроницаемыми по нефти. Для пород, в составе пустотной системы которых начинают играть более существенную роль трещины, отмечаются более низкие значения остаточной водонасыщенности при относительно более плохих емкостных свойствах. Характер строения пустотного пространства также находит свое отражение при сопоставлении фильтрационных и емкостных свойств пород (рис. 1г, 1д). В общем на графиках, отражающих соотношение значений проницаемости с открытой и эффективной пористостью, отмечается хаотическое

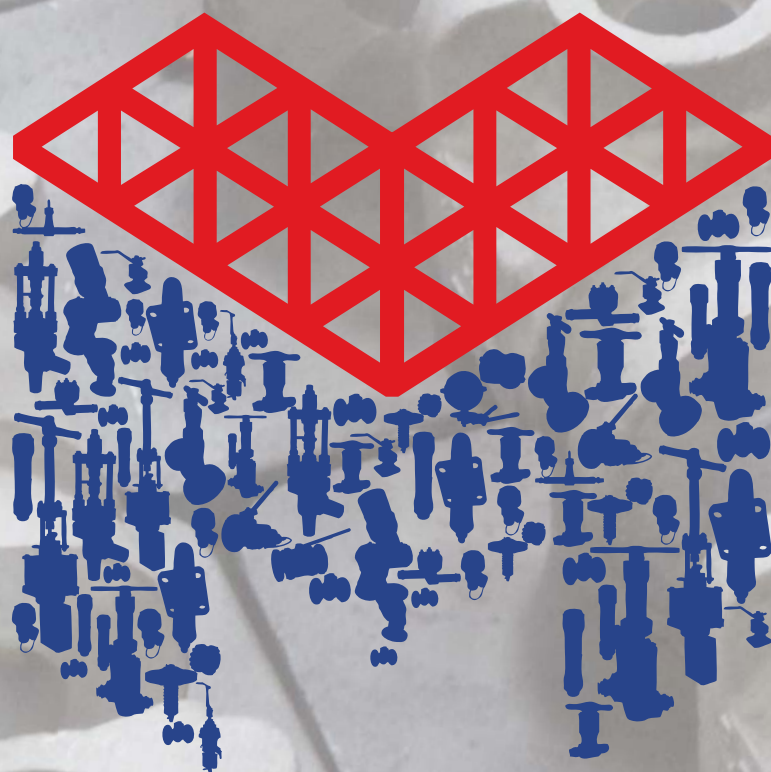
распространение точек. Учет типов пустот позволяет выделить три кластера. При равной пористости наименьшие значения проницаемости характерны для пород с поровым типом пустот, наибольшие – для образцов, в которых трещины играют доминирующую роль в формировании фильтрующей системы. Рассмотренные закономерности также объясняют график, отражающий соотношение пористости и вероятности формирования в образце фильтрующей системы с проницаемостью не меньше 0,001 мкм², что позволяет относить его к группе коллекторов. Вместо привычной тенденции увеличения данного показателя по мере роста пористости пород наблюдается аномально высокая вероятность (0,5–0,9) существования проницаемости больше 1х10⁻¹⁵ м² для образцов, пористость, которых состав-

ляет 5–7%. В то же время для образцов с пористостью 9–11% данный показатель составляет 0,56–0,63. Если не учитывать рассмотренные выше положения о влиянии характера строения пустотного пространства пород, то формально можно прийти к ошибочному выводу, что пороговое значение пористости составляет 3,2%. Однако игнорирование низкоемких коллекторов трещинного и порово-трещинного типов влечет за собой недоучет эффективных толщин залежи. При этом необходимо иметь в виду, что данный тип коллектора, как характеризующийся повышенной проницаемостью, наиболее подвержен негативному техногенному воздействию в процессе бурения. Буровой раствор, насыщенный хлористым натрием, проникает в продуктивные отложения. Этот процесс, естественно, сопровождается снижением давления (вплоть до пластового), что провоцирует выпадение соли в осадок и, следовательно, залечивание пустот. Причем следует ожидать более интенсивного развития данных преобразований в трещинах.

В результате происходит ухудшение фильтрующих свойств отложений продуктивного пласта. Вероятно, именно этим во многом обусловлено получение сравнительно низких дебитов при опробовании отложений талахского горизонта. Таким образом, при строительстве новых скважин выполнение акустического каротажа крайне необходимо для повышения эффективности выделения зон трещиноватости, изучения в межскважинном пространстве петрофизических свойств отложений талахского горизонта. Они основываются на физических предпосылках возможности интерполяции петрофизических данных в межскважинном пространстве с учетом свойств волнового поля. В частности, отмечается хорошая эмпирическая связь, полученная при анализе керн в лабораторных условиях, между импедансом и пористостью (рис. 1ж). Она аппроксимируется с квадратичным коэффициентом корреляции 0,92 следующей формулой:

$$K_p = -25,313 \ln(IMP) + 419,3, \quad (1)$$

где K_p – пористость, %; IMP – значения импеданса, $\text{кг/м}^2\text{с}$. При этом с точки зрения сейсморазведки отложения талахского горизонта в целом находятся в благоприятных условиях. Это и общая толщина пласта, которая составляет 21–27 м. По скважинным данным фиксируются контрастности акустических жесткостей исследуемых отложений с вмещающими породами (рис. 2). Плотность отложений талахского горизонта (таблица, рис. 2) несколько выше значений, характеризующих перекрывающую глинистую толщу паршинской свиты, но значительно меньше, чем это отмечается при изучении подстилающих пород кристаллического фундамента. В некоторых случаях отмечается увеличение акустических скоростей отложений талахского горизонта до величин, характерных для нижележащих образований. Это обусловлено появлением в разрезе исследуемой толщи линз песчаников с хемогенным цементом (рис. 2). Аналогичная картина наблюдается при изучении акустических скоро-



СПЛАВ 

Производство и поставки
трубопроводной арматуры
для нефтяной, газовой
и химической
промышленности

ЗАО «Сплав-М», Россия, 173021
Великий Новгород, ул. Нехинская, д. 61
Тел./факс: +7 (8162) 500-880, 500-840
E-mail: info@splav-m.ru

www.splav-m.ru

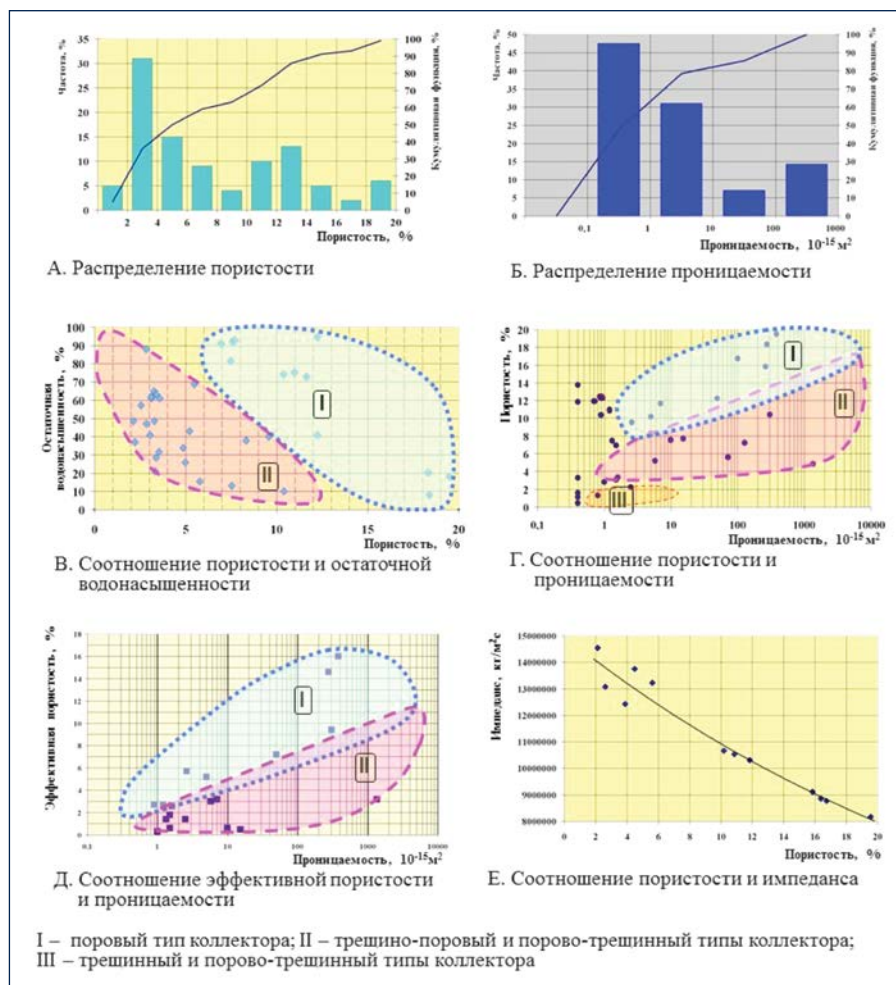


Рис. 3. Петрофизические свойства песчано-алевролитовых пород хамакинского горизонта

стей. Скорости отложений талахского горизонта достаточно близки, хотя и превосходят значения перекрывающей глинистой толщи, но значительно уступают соответствующему параметру пород кристаллического фундамента. Локальные увеличения данного параметра для пород талахского горизонта

также обусловлены присутствием терригенных пород с хемогенным цементом. Как следствие, в целом следует ожидать формирование устойчивого положительного колебания вблизи кровли фундамента, которое будет выполнять функцию репера для привязки окна счета сейсмических атрибутов,

и слабое интерференционное положительное отражение вблизи кровли талахского горизонта. Причем в случае улучшения коллекторских свойств исследуемого горизонта данное отражение будет ослабевать вплоть до изменения знака. Это свойство также следует использовать при прогнозировании петрофизических свойств продуктивных отложений в межскважинном пространстве.

ХАМАКИНСКИЙ ГОРИЗОНТ

Хамакинский горизонт перекрывается и подстилается пластами аргиллитов паршинской свиты, которые соответственно выполняют функции подложки, формируя тем самым самостоятельный природный резервуар. По скважинным данным отмечается увеличение общей толщины горизонта в западном направлении от 0,6 м в скв. 254-1 до 7,1 м в скв. 96.

По данным Т.И. Гуровой и Л.С. Черновой, хамакинской горизонт (аналог верхнечоннского горизонта на границащей Верхнеченской площади) представлен (1988) неравномерным чередованием преимущественно средне-, мелко- и мелкозернистых песчаников с алевролитами, аргиллитами, реже с прослоями разнозернистых, и крупно-, и грубозернистых пород. Песчаники темно-серого и серого цветов, полевошпатово-кварцевые, мелко- и мелко-среднезернистые (реже среднезернистые, иногда до гравелитистых), хорошо отсортированные, крепкие. Слои аргиллитов разделяют песчаные пачки горизонта. Содержание алевролитового материала в песчаниках составляет в среднем 20–

Таблица. Сопоставление сейсмических свойств отложений талахского горизонта и вмещающих пород

Параметр	Вид оценки	Перекрывающая глинистая толща	Отложение талахского горизонта	Породы кристаллического фундамента
Скорость, м/с	Среднее значение	3778	4513	5836
	Минимальное значение	3509	3846	5554
	Максимальное значение	4410	5945	6257
Импеданс, кг/с·м ²	Среднее значение	9527000	11343000	15496000
	Минимальное значение	8028000	9359000	14470000
	Максимальное значение	11135000	15825000	16794000
Плотность, кг/м ³	Среднее значение	2520	2500	2660
	Минимальное значение	2280	2390	2570
	Максимальное значение	2600	2680	2730

25, прослоями до 30%, мелкозернистого песчаного – 30–40, среднезернистого – до 20, грубо- и крупнозернистого – до 10%. Транспортировка кластогенного материала осуществлялась преимущественно в юго-восточном направлении. Содержание цемента в песчаных разностях в основном не превышает 10%. По составу цемент глинистый и ангидридовый. Тип цемента – поровый. Карбонатность песчаников преимущественно составляет 2–6%, иногда достигает 12–15%. Встречаются песчаники, поровое пространство которых залечено солью. Принос кластогенного материала к месту захоронения осуществлялся преимущественно с северо-западных территорий. Аккумуляция песчаников горизонта происходила в обстановке относительно глубоководной части открытого шельфа в периоды возобновления действия течений. Особенности седиментации и вторичных изменений определили формирование линзовидного характера строения продуктивных отложений.

Пористость песчано-алевролитовых пород, измеренная в лабораторных условиях, изменяется в интервале от 0,4 до 19,8% (среднее значение – 7,8%). Распределение данного параметра имеет бимодальный характер (рис. 3а). Выделяется два кластера. В первый попадают образцы с пористостью от

0 до 9%, во второй – с пористостью от 9 до 20%. В целом для каждого из них просматривается практически аномальный характер распределения анализируемого параметра.

Проницаемость песчано-алевролитовых пород изменяется в интервале 0,0004 до 1,36 мкм² (в среднем – 0,07 мкм²) и имеет логнормальный характер распределения. 63% образцов исследованной коллекции имеют проницаемость меньше 0,001 мкм² и не являются коллекторами. Вместе с тем 37% исследуемых образцов имеют пористость не меньше 9,5%. В принципе, это более высокое значение, чем было установлено при изучении выборки образцов талахского горизонта, однако и эта величина не может рассматриваться как пороговая для выявления по емкостному признаку коллекторов порового типа. В формировании фильтрующей системы так же, как и в отложениях талахского горизонта, принимал участие трещинный тип пустот. Однако роль данного фактора была менее значительной, чем это отмечалось при изучении предыдущего пласта.

При сопоставлении пористости с остаточной водонасыщенностью (рис. 3в), пористостью и проницаемостью (рис. 3г), а также с эффективной пористостью и проницаемостью (рис. 3д) в целом выделяются два кластера: один соответ-

ствует коллекторам порового, второй – трещино-порового типа. Коллекторы трещинного и порово-трещинного типа имеют в данном случае явно подчиненное значение.

По данным исследования керна, прослеживается достаточно хорошая зависимость между акустическим импедансом и пористостью (рис. 3е). Она с квадратичным коэффициентом корреляции 0,97 аппроксимируется следующей формулой:

$$Kp = -30,519 \ln(IMP) + 504,6 \quad (2).$$

Отметим, что небольшие общие толщины хамакинского горизонта (меньше 7 м) существенно осложняет использование сейсморазведки 3D для прогнозирования петрофизических параметров с учетом свойств волнового поля в межскважинном пространстве.

Проведенные исследования показывают, что на территории Тымпучиканского месторождения от сейсморазведки 3D следует ожидать не только уточнения структурных планов и прослеживания дизъюнктивных нарушений, но и построения ряда прогнозных карт петрофизических параметров на основании проведения детального динамического анализа свойств волнового поля, приуроченного к интервалам залегания продуктивных горизонтов.

Литература:

1. Геология Якутской АССР. – М.: Недра, 1981.
2. Гурова Т.И., Чернова Л.С. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1988.

UDC 553.98:004.9

A.V. Lobusev, Dr. Sci. (Geology) Dean, Head of SubDept. Of Oil and Gas Fields Geology. Professor; **P.N. Strakhov** Dr. Sci. (Geology), docent; **M.A. Lobusev** PhD (Engineering), docent; **Yu.A. Antipova** PhD (Geology), docent; **D.A. Osin**, graduate student, e-mail: nauka_rgu@mail.ru, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Possible Use Seismic Data For Predicting Reservoir Properties Deposits Of Tymphuchikansky Field

The results of studying the structure of productive deposits Tymphuchikansky oil and gas field, located in the territory of the Republic of Sakha (Yakutia). Analyzed permeability and porosity and acoustic properties of rocks. Considered justified and the main directions of further studies of reservoir rocks during the design seismic surveys 3D. Particular attention is paid to the issue of predicting reservoir properties and deposits talahskogo hamakinskogo horizons based on the properties of the wave field.

Keywords: Tymphuchikanskoye field, 3D seismic prospecting, Talahshy horizon, Khamakinsky horizon, structure of reservoirs of terrigenous deposits, depositional conditions, post-sedimentation reconversions, petrophysical properties of sand and aleurolite rocks, acoustic logging.

References:

1. Geologiya Yakutskoi ASSR (Geology of Yakut Autonomous Soviet Socialist Republic). – Moscow: Nedra, 1981.
2. Gurova T.I., Chernova L.S. Litologiya i usloviya formirovaniya rezervuarov nefiti i gaza Sibirskoi platformy (Lithology and conditions for formation of oil and gas reservoirs of Siberian plate). – Moscow: Nedra, 1988.