

Методика комплексирования данных ГИС и сейсморазведки для прогноза толщин улучшенных коллекторов терригенного венда Чиканского месторождения

Well Logging & Seismic Data Integration at the Chikanskoye Field



ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ

С. А. Скрылев, А. А. Нежданов, И. В. Горлов,
А. А. Дорошенко, Н. Н. Яицкий
ООО «ТюменьИИГипрогаз»

S. A. Skrylev, A.A. Nezhdanov, I.V. Gorlov,
A.A. Doroshenko, N.N. Yaitskiy
TyumenNIIgiprogaz, LLC

Чиканское газоконденсатное месторождение находится в центральной части Ангаро-Ленской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и является спутником уникального по объемам запасов Ковыктинского месторождения. Литологически ограниченные газоконденсатные залежи Чиканского месторождения приурочены к песчаным пластам П1 и П2 парфеновского горизонта верхнечорской свиты мотской серии. Общая толщина парфеновского горизонта изменяется от 29,0 м (скв. Чик-174) до 50,8 м (скв. ЮК-6). Эффективные газонасыщенные толщины в залежах изменяются от 0 м (в скважинах Чик-2, ЮК-4 и ЮК-5) до 13,5 м (№ 24). Коэффициент пористости газонасыщенных коллекторов изменяется от 0,08 до 0,20 долей ед.

Продуктивные пласты представлены песчаниками разномелкозернистыми, мелко-среднезернистыми, средне-мелкозернистыми, иногда с примесью крупнозернистой (до гравийной) фракции. Песчаники пласта П1 имеют более крупнозернистый размер обломков и более неоднородное строение по сравнению с пластом П2. Литологические и структурные особенности песчаников, их смена по

The Chikanskoye gas condensate field is located in the central part of Angara-Lena area of Lena-Tunguska petroleum province and is a satellite to the Kovytkinskoye field, which is unique in its reserves. Lithologically screened gas condensate deposits of the Chikanskoye field are confined to sand formations R1 and R2 of the Parfenov horizon of the Verkhnechonskaya suite. Gross thickness of the Parfenov horizon varies from 29.0 m (Chik-174 well) to 50.8 m (YuK-6 well). The thickness of gas saturation at the field varies from 0 m (in wells Chik-2, YuK-4 and Yuk-5) to 13.5 m (No. 24). The porosity factor for gas saturated reservoirs varies from 0.08 to 0.20 unit fractions.

Producing strata are represented by consertal, fine and medium-grain, medium and fine-grain fractions, sometimes with admixture of coarse (up to gravel size) fractions. Sands at the R1 formation have coarser fraction size and more inhomogeneous structures in comparison to R2. Lithological and structural characteristics of the sands, their alteration in sections and GR logs shapes suggest that these deposits were formed in transitional conditions, ie from continental to littoral and shallow marine type [4].

Following the results of granulometric distribution analysis for the R1 reservoir, SNIIGiMS (Siberian Research Institute

разрезу, формы диаграмм ГК позволяют предполагать, что отложения формировались в переходных от континентальных к прибрежно-морским и мелководно-морским условиях [4].

Специалистами ФГУП СНИИГГиМС по результатам анализа распределений гранулометрического состава пласта П1 по латерали выделяется три зоны. Первая зона, для которой характерны крупно-среднезернистые песчаники с примесью гравелитовых обломков, расположена в северной части территории (район скважин Чик-1, ЮК-6, Ков-31). Вторая зона (район скважин ЮК-1, ЮК-2, Чик-174) выделяется в западной части территории, где наблюдается уменьшение гранулометрической размерности пород. Здесь пласт представлен крупно-средне-мелкозернистыми песчаниками с незначительной примесью гравийной составляющей. Юго-восточной части месторождения соответствует третья зона, где преобладают средне-мелкозернистые песчаники. В пласте П2, сформировавшемся в аллювиальных условиях, песчаные пачки связаны с фациями палеорусел.

Важной особенностью продуктивных отложений парфёновского горизонта является то, что наряду с первичным гидрослюдисто-хлоритовым цементом в песчаниках широко развит и вторичный цемент. Для пласта П1 на основной части площади общее содержание первичного цемента составляет от 3% до 5%, а на севере месторождения (район скважин ЮК-1, ЮК-2, Чик-1, Чик-174, Ков-31) - до 7%. В песчаниках пласта П2 первичный цемент содержится в количестве до 17%. По типу цемент пленочно-поровый и крустификационный. Иногда в порах отмечается каолинит. В составе вторичных цемента преобладают карбонаты и регенерационный кварц, которые составляют в породах более 5%. Доломитовый цемент по типу поровый, порово-базальный, его содержание составляет до 5%. Участками встречается базальный цемент в количестве до 45% (скв. ЮК-2). Аутигенный кварц в количестве до 5,5% развит повсеместно в виде регенерационных каемок, часто занимает центральную часть пор. В районе скважин ЮК-1 и ЮК-2 установлена зона интенсивной пиритизации (общим содержанием до 6%), в которой пирит заполняет поры в виде мелких скоплений.

Лабораторными исследованиями установлено, что повышенное содержание вторичных цемента (более 5%) уменьшает пористость пород до 2% абсолютных и проницаемость до $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм². При этом наиболее значимое снижение фильтрационно-емкостных

of Geology, Geophysics and Mineral Resources) experts distinguished three separate lateral zones. The first zone, typically featuring coarse- to medium- grain sandstone with a mixture of gravelite fragments, is located in the northern part of the territory (near wells Chik-1, YuK-6 and Kov-31). The second zone (near wells YuK-1, YuK-2 and Chik-174) is established in the western part of the territory, where rock grain sizes are generally smaller. The reservoir here features coarse-medium-fine- grained sandstone with an insignificant gravel mixture. The third zone corresponds to the south-eastern part of the field, where medium- and fine-grained sandstone predominates. Sand units are confined to paleochannel facies in reservoir R2 which formed in alluvial conditions.

An important and peculiar feature of productive Parfenov horizon formations is that along with primary hydromicaceous and chloritic cement, secondary cement is also extensively developed in the sandstone. For most of the R1 reservoir area, the primary cement makes up 3-5%, and up to 7% in the north of the field (near wells YuK-1, YuK-2, Chik-1, Chik-174, Kov-31). The Sandstone of the R2 reservoir has a primary cement content of up to 17%. The cement types are film-pore-filling and crustified. Sometimes, kaolinite is found in the pores. Carbonates and regeneration quartz predominate in secondary cement, comprising over 5% of rock. Dolomite cement is porous, and the porous-basal types reaches up to 5%. Basal cement, up to 45% content, is found in some areas (well YuK-2). Authigenic quartz amounts for up to 5.5% and is omnipresent in the form of regeneration hems, often taking up the central part of the pores. Intensive pyritization zones are found near wells YuK-1 and YuK-2 (totaling up to 6%), where pyrite fills the pores in small accumulations.

Laboratory research shows that an increase in secondary cement content (over 5%) decreases the porosity down to 2% and the permeability to $0.01 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$. With that in mind, the most significant decline of reservoir properties is found for rock with an increased regeneration quartz content (over 2%) in the cement, which is typical for the Parfenov horizon sandstone.

Another important feature of the Chikanskoye field is that Parfenov horizon rock is penetrated by a system of vertical and steeply dipping tectonic fractures, most of them open in type. The development of pyrite and anhydrite along the fracture walls is only found on rare occasions in the south-eastern part of the territory. The fracture capacity generally increases the reservoir properties of rock: the porosity is increased insignificantly (only by up to 5%), and permeability may rise by one or two orders of magnitude.

коллекторов отмечается при повышении содержания в цементе регенерационного кварца (более 2%), что является довольно распространённым явлением в песчаниках парфеновского горизонта.

Другой важной особенностью Чиканского месторождения является то, что породы парфеновского горизонта пронизаны системой вертикальных и крутонаклонных тектонических трещин, в основном открытых. В редких случаях (в юго-восточной части территории) по стенкам трещин отмечается развитие пирита и ангидрита. Трещинная емкость, в общем случае, повышает коллекторские характеристики пород: пористость увеличивается незначительно (до 5%), а проницаемость может возрасти на один – два порядка.

По величине удельной поверхности трещин (P) [2] исследуемые породы делятся на плотные (нетрещиноватые) с P равной нулю, слаботрещиноватые, где P составляет до $5 \text{ м}^2/\text{м}^3$, среднетрещиноватые – со значениями P от 5 до $20 \text{ м}^2/\text{м}^3$ и сильнотрещиноватые, для которых P имеет значения свыше $20 \text{ м}^2/\text{м}^3$. Трещиноватость пород парфёновского горизонта увеличивается с запада на восток от плотных слаботрещиноватых (ЮК-1) до сильнотрещиноватых пород (ЮК-6). Скважины ЮК-2, ЮК-4, ЮК-5 характеризуются среднетрещиноватыми породами.

Таким образом, видно, что распространение коллекторов по площади контролируется как особенностями осадконакопления, так и вторичными процессами, которые проявляются как в образовании аутигенных минералов, цементирующих породы-коллекторы, так и в формировании зон выщелачивания, в которых песчаники расцементированы. Так, в скважинах Чик-2, ЮК-4 и ЮК-5 при общей толщине горизонта от 30 до 46 метров доля коллекторов равна нулю. В целом по площади, максимальное значение доли коллекторов также невелико и составляет не более одной трети толщины песчаного пласта как, например, в скважине ЮК-1, где отмечена расцементация песчаников.

Указанные особенности пород рассматриваемого горизонта затрудняют прогноз зон развития коллекторов как по геологическим критериям, так и по данным сейсморазведки характеристикам пород.

Главным обстоятельством, осложняющим построение емкостной сейсмогеологической модели резервуара на Чиканском месторождении, являются малые эффективные толщины продуктивных пластов, которые

The rock in review is divided into four types by the specific surface of the fractures (P) [2]: dense (non-fractured) types with P equaling zero; weakly fractured type with P reaching up to $5 \text{ м}^2/\text{м}^3$, mildly fractured type with P values ranging from 5 to $20 \text{ м}^2/\text{м}^3$, and heavily fractured type with P values exceeding $20 \text{ м}^2/\text{м}^3$. Parfenov horizon rock fracturing increases west to east from weakly fractured (Yuk-1) to heavily fractured (Yuk-6). Wells YuK-2, YuK-4, YuK-5 feature mildly fractured rock.

Thus it is visible that aerial reservoir distribution is controlled by not only sedimentation characteristics but also by secondary processes such as minerals cementing the reservoir rock and the formation of leaching zones where the sandstone is decemented. In wells Chik-2, YuK-4 and YuK-5, with a total horizon thickness ranging from 30 to 46 meters, the share of reservoirs is zero. For the area at large, the maximum reservoir share value is also small, comprising at the most one third of the sand formation thickness, such as for instance in well YuK-1, where sandstone is decemented.

The rock features of the horizon in review make it difficult to forecast reservoir development zones based on either geological criteria or rock characteristics from seismic data.

The main factor complicating the creation of a seismic reservoir model at Chikanskoye is the small net productive thicknesses which barely exceeds 10 meters, which falls within one or two wavefield sampling intervals (2 ms at reflected wave propagation speed of up to 4100 m/s).

When resolving inverse amplitude time problems based on thick-layer synthetic wave field production models, selection and tracing of such reservoirs is only possible in certain conditions, and only on a qualitative level. In particular, work [1] demonstrates this possibility for the Parfenov horizon at the Kovytkinskoye field. The work establishes that reflected waves, in 30 ms time intervals covering reflection of Parfenov horizon, significantly stand out by their amplitude and phase characteristics. Particularly, in areas where reservoirs are being developed, the dynamic analysis interval features distinct positive reflections, whereas in non-reservoir zones the wave pattern is a set of low-amplitude negative reflections which are unstable in shape. The data analysis performed in [1] revealed that behavior of amplitude characteristics for reflected waves in reservoir and non-reservoir zones may be accepted as universal criteria for the identification of seismic anomalies related to the gas saturation at Parfenov horizon» ([1], page 59). Basically, the average and maximum amplitude value maps derived from amplitude processing allow reservoir and non-reservoir zones to be identified, however without any estimations of their net productive thicknesses.



28 мая 2013 г.

НЕФТЕГАЗСТРОЙ **Строительство в нефтегазовом комплексе**

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с иносфирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ - основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"



12 сентября 2013 г. **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА** **Модернизация переработки нефти и газа**

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



8 октября 2013 г. **НЕФТЕГАЗСЕРВИС** **Нефтегазовый сервис в России**

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками - нефтегазовыми компаниями



5 декабря 2013 г. **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ** **Подряды на нефтегазовом шельфе**

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе



март 2014 г. **НЕФТЕГАЗСНАБ** **Снабжение в нефтегазовом комплексе**

Конференция собирает руководителей служб материально - технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка

Телефоны: (495) 514-44-58, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru
Отель InterContinental Moscow Tverskaya

редко превышают 10 метров и, следовательно, во временном масштабе укладываются в один – два шага дискретизации волнового поля (2 мс при скоростях распространения отраженных волн до 4100 м/с).

При классическом решении обратной динамической задачи (инверсия) на основе толстослоистых моделей формирования синтетического волнового поля выделение и прослеживание таких коллекторов в определённых условиях возможно, но лишь на качественном уровне. Такая возможность на примере парфёновского горизонта Ковыктинского месторождения показана, в частности, в работе [1]. В ней установлено, что отражённые волны во временном интервале 30 мс, захватывающем отражение от парфёновского горизонта, имеют существенные различия по своим амплитудным и фазовым характеристикам. В частности, на участках развития коллекторов в интервале динамического анализа отчётливо выделяются отражения положительного знака, а в зонах отсутствия коллекторов волновая картина представляет собой набор неустойчивых по форме низкоамплитудных отражений отрицательного знака. Проведённый в [1] анализ материалов показал, что «такое поведение амплитудных характеристик отражённых волн в зонах наличия и отсутствия коллектора может быть принято в качестве универсального критерия для выделения сейсмических аномалий, связанных с газонасыщенностью парфёновского горизонта» ([1], стр. 59). Таким образом, получаемые в результате динамической обработки временных разрезов карты средних и максимальных положительных значений амплитуд позволяют выделять зоны отсутствия и наличия коллекторов, но без оценки их эффективных толщин.

В работе [5] такие оценки даны. Они основаны на скоростной модели парфёновского горизонта, полученной при решении обратной динамической задачи с использованием оптимизационной технологии ПАРМ-КОЛЛЕКТОР. Здесь скоростные разрезы пересчитывались по установленным в работе линейным зависимостям в разрезы пористости, из которых «извлекалась информация об эффективных толщинах» ([5], стр. 75). Последняя фраза отражает интерпретационные трудности по прогнозу толщин коллекторов на рассматриваемом месторождении. Во-первых, как отмечает Г.Е.Руденко, «...в связи со слабой дифференциацией коэффициентов пористости основным информационным объектом являлась эффективная толщина коллекторов» ([5], стр. 75). А с другой стороны, эти самые эффективные толщины определяются ею («извлекается информация») именно через разрезы пористости.

These estimations [5] are based on a velocity model of Parfenov horizon, created using PARM-COLLECTOR optimization technology. Here the velocity sections were recalculated into porosity sections, using linear dependencies established in the paper; the resulting sections were then used to derive data on their net productive thicknesses ([5], page 75). This statement reflects the interpretational difficulties of forecasting reservoir thicknesses for the field in review.

First of all, as G.E. Rudenko noted, “due to the poor differentiation of porosity ratios, the reservoirs’ net productive thickness was the main unit used ([5], page 75). On the other hand, the productive thickness is derived («to derive data») by these porosity sections.

Secondly, as it turns out, in some wells “the productive part of the reservoir features a thin interlayering of productive and non-productive sandstone, siltstone and claystone with velocities *effectively typical for a reservoir*» ([5], page 72). Naturally, in the areas of such depositions net productive thicknesses will be overestimated if derived using this method. This apparently explains the fact that the estimated net productive thickness values near well 1 at Khandinskaya area differ so drastically in wells [1] and [5]. Particularly, [1] (fig. 5, page 59) estimates a large non-reservoir zone near this well, while [5] (fig. 8, page 75) estimates net productive thicknesses here ranging from 15 to 25m, almost reaching the largest recorded for the field.

All these reservoir forecasting difficulties based on CMP and SRM data are also present at Chikanskoye field, where the situation is even more difficult given that the maximum net productive thicknesses are almost three times less than at the Kovytkinskoye. Therefore we can be sure that forecasting net productive reservoir thicknesses based on seismic inversion here is destined for failure.

Due to this fact, this paper reviews a different (compared to [1] and [5]) approach to forecasting lateral reservoir distribution for Parfenov horizon of Chikanskoye field, which is based on the integration of well logging and seismic data using the conversion of seismic traces into pseudologs (CSP™ technology) [3]. This technology allows us to compare the characteristics of seismic data shapes directly against changes in the logs. The seismic data is parameterized by a number of seismic attributes, including Hilbert transformants and other attributes selected by the analyst.

As the technology authors insist, it can serve as a basis «... to forecast a few pseudolog curves (SP, gamma, density, velocity etc.) using the same seismic time sections» ([3], page 5). Therefore, if any logging method allows us to estimate the



MIOGE

12-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ



25-28
ИЮНЯ 2013
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



**11-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС**

RPGC

25-27
ИЮНЯ 2013
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР

**ГЛАВНЫЕ
МЕРОПРИЯТИЯ ГОДА
ДЛЯ ГЛАВНОЙ
ОТРАСЛИ РОССИИ**



РЕКЛАМА

Во-вторых, оказывается, что в некоторых скважинах «...продуктивная часть коллектора представлена тонким переслаиванием продуктивных и непродуктивных песчаников, алевролитов, аргиллитов со скоростями практически присущими коллектору (курсив наш)...» ([5], стр. 72). Естественно, что на участках развития такого рода отложений по этой технологии будут завышаться прогнозные эффективные толщины. Этим, по-видимому, и объясняется тот факт, что прогнозы эффективных толщин в районе скважины 1 Хандинской площади так резко различаются по данным работ [1] и [5]. А именно, по [1] (рис. 5, стр. 59) в районе этой скважины отмечается обширная зона отсутствия коллектора, а по [5] (рис. 8, стр. 75) эффективные толщины здесь изменяются от 15 до 25 м, и, практически, достигают максимальных значений, зафиксированных на месторождении.

Все указанные трудности по прогнозу коллекторов по данным МОВ ОГТ имеют место и на Чиканском месторождении, где они усугубляются ещё и тем, что максимальные эффективные толщины здесь почти вдвое ниже, чем на Ковыктинском месторождении. Следовательно, можно быть уверенными, что прогноз эффективных толщин коллекторов на основе сейсмической инверсии, здесь обречён на неуспех.

В связи с этим, в настоящей работе рассматривается отличный от [1] и [5] подход к прогнозу латерального распространения коллекторов парфеновского горизонта Чиканского месторождения, основанный на комплексировании данных геофизических исследования скважин (ГИС) и сейсморазведки с использованием конверсии сейсмических трасс в псевдокаротажные диаграммы (технология CSP™) [3]. Эта технология позволяет сопоставить особенности формы сейсмической записи непосредственно изменениям показаний каротажных диаграмм. Форма сейсмической записи при этом параметризуется набором сейсмических

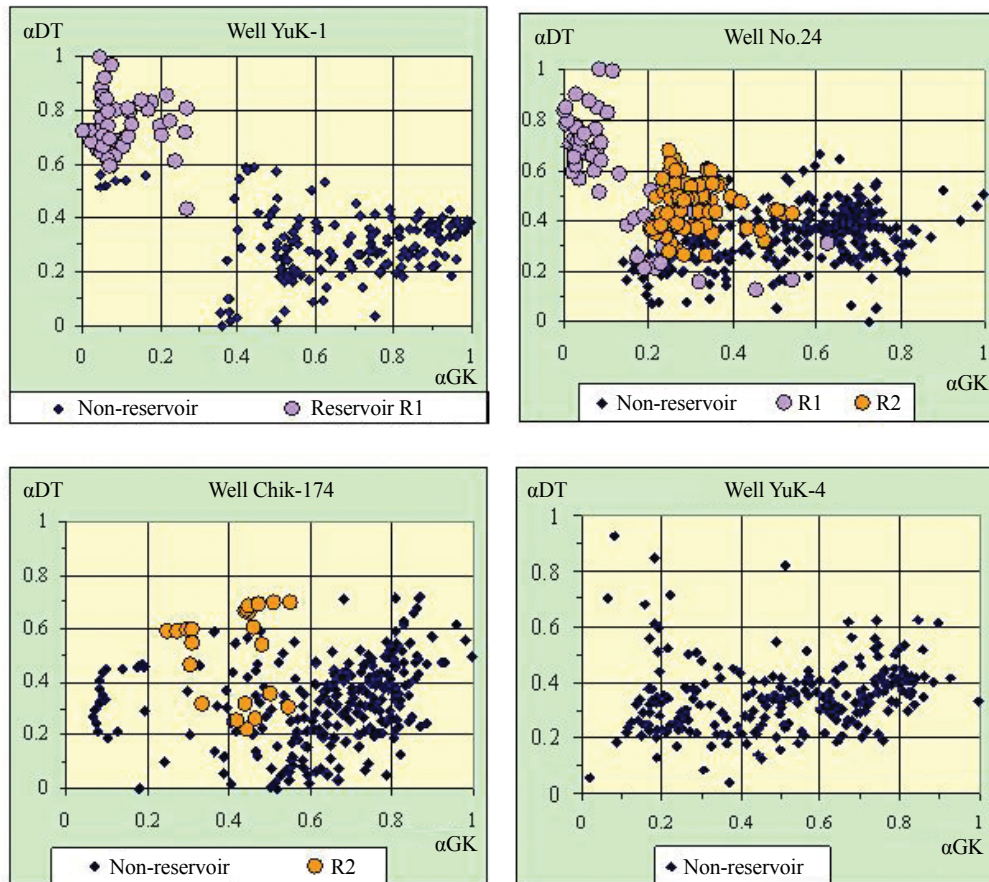


Fig 1: Distribution of reservoirs and non-reservoirs of Parfenov horizon using normalized GK and DT values, derived from well logging data digitization using 0.2 m intervals

effective thicknesses, it can also be used to estimate it based on seismic data by computing pseudologs.

At Chikanskoye, acoustic logging is one such a method. That is, in presence of qualitative or indirect evidence of reservoirs, the effective thicknesses here are determined based on porosity factor F_p , which, in turn is calculated from DT values and acoustic P-wave propagation time. Dependency of F_p on DT is linear, given that as DT increases, so does the F_p values. Therefore, increased DT values correspond to enhanced reservoir properties.

However, increased DT values are not enough to identify reservoirs, because the above noted remark «... in presence of qualitative or indirect evidence of reservoirs» here has much significance. The fact is that reservoir intervals with a thin interlayering of non-productive sandstone, siltstone and argillite may have the same propagation velocity characteristics as that of low-clay but low-porosity gas-bearing reservoirs (it is also noted in [5]).

Wells No. 24 and Chick-174 illustrate this case. Figure 1 shows point diagrams of reservoir and non-reservoir



KIOGE

21-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ



ВЫСТАВКА

1-4

ОКТАБРЯ 2013

Алматы • Казахстан

КЦДС «Атакент»



КОНФЕРЕНЦИЯ

3-4

ОКТАБРЯ 2013

Алматы • Казахстан

www.kioge.ru

**ВЕДУЩЕЕ
НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ**



РЕКЛАМА



атрибутов, включая трансформанты Гильберта и другие атрибуты, выбираемые интерпретатором. Как утверждают авторы технологии, на её основе можно «... прогнозировать одновременно несколько псевдокаротажных кривых (ПС, гамма, плотность, скорость и др.) по одним и тем же временным сейсмическим разрезам» ([3], стр. 5). Таким образом, если какой-либо метод каротажа позволяет оценивать эффективные толщины, то на его основе можно получать оценки эффективных толщин и по данным сейсморазведки путём построения псевдокаротажных диаграмм.

На Чиканском месторождении таким методом является акустический каротаж. А именно, при наличии прямых качественных или косвенных признаков наличия коллекторов эффективные толщины здесь определяются по значениям коэффициента пористости (K_p), который, в свою очередь, вычисляется по значениям DT - времени прохождения продольной акустической волны. Зависимость K_p от DT носит линейный характер, при этом с увеличением DT растут и значения K_p . Таким образом, повышенные значения DT соответствуют повышенным коллекторским свойствам пород.

Однако, повышенных значений DT не достаточно для выделения коллекторов, поскольку приведённая выше оговорка «при наличии прямых качественных или косвенных признаков наличия коллекторов» здесь существенна. Дело в том, что интервалы пласта с тонким переслаиванием непродуктивных песчаников, алевролитов и аргиллитов могут иметь такую же скоростную характеристику как и малоглинистые, но низкопористые, газонасыщенные коллекторы (это отмечается и в [5]).

Такая ситуация, например, имеет место для скважин № 24 и Чик-174. Это видно из рисунка 1, где приведены точечные диаграммы распределения коллекторов

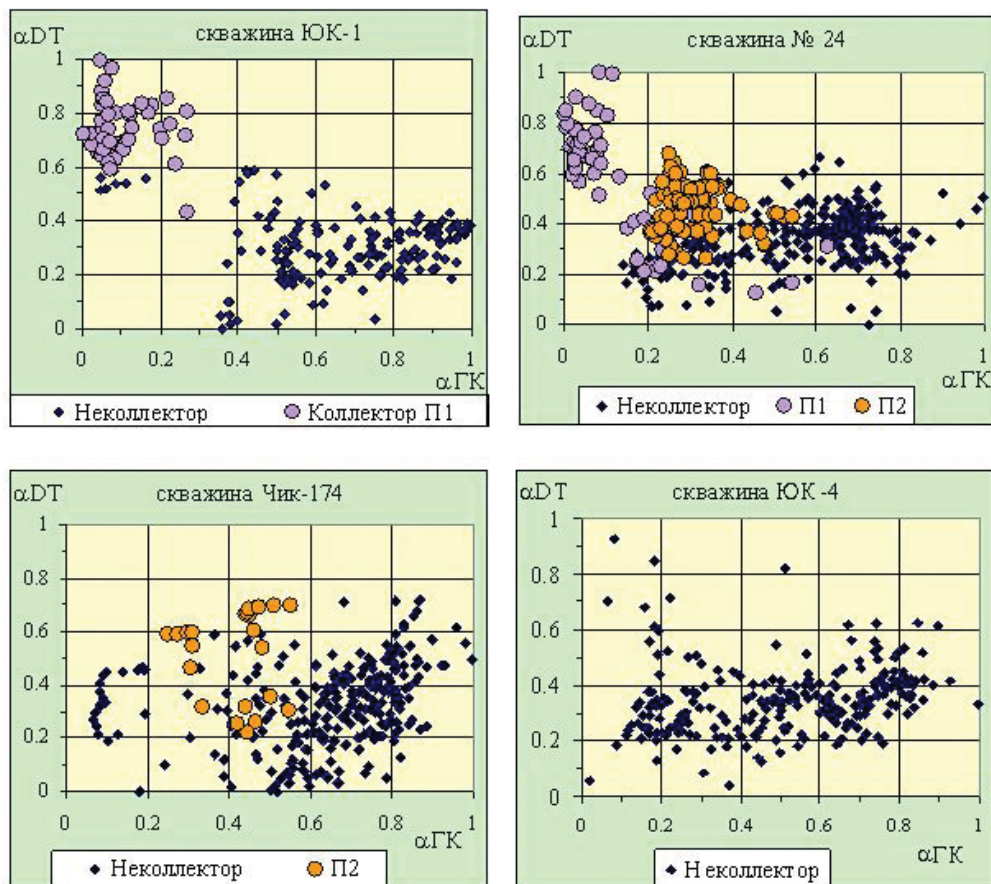


Рис. 1: Распределение коллекторов и неколлекторов парфёновского горизонта по нормированным значениям ГК и DT, полученным в результате оцифровки данных ГИС с шагом 0,2 м

distribution based on normalized values of DT and GL (natural rock radioactivity), built by digitizing existing logs with 0.2 m spacing in the Parfenov horizon interval. With that, αDT and αGK values were derived by normalization into minimum and maximum DT and GL values for the Parfenov and Bokhan horizons using these formulae: $\alpha GL = (GL - GL_{min}) / (GL_{max} - GL_{min})$, $\alpha DT = (DT - DT_{min}) / (DT_{max} - DT_{min})$.

It appears that in wells YuK-1 and No.24, low clay reservoirs of R_1 reservoir with low (0 to 0.2) αGL values feature increased values of αDT (0.5 to 1.0). With that, in wells No. 24 and Chik-174, high clay content reservoirs (with αGL ranging 0.2-0.5) have lower αDT values (0.1 to 0.7) which are also found for non-reservoir clay rock (with αGL of 0.6 to 1.0).

Therefore, as seen in the diagrams for wells YuK-1, YuK-4 and No. 24, using αDT value of 0.5, it is possible to identify enhanced reservoirs from non-reservoirs and low porosity reservoirs. Also, in well No. 24 for example, in reservoirs where αDT values exceed 0.5, porosity factor ranges between 0.16 and 0.20, whereas in reservoirs with αDT below 0.5 they range 0.11-0.16 u.f.

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS



*Saint Petersburg*²⁰¹⁴

Geosciences – Investing in the Future

Call for papers

Deadline 1 October 2013

6th Saint Petersburg International Conference & Exhibition

www.eage.org
www.eage.ru

7-10 April 2014
Saint Petersburg, Russia

и неколлекторов по нормированным значениям ДТ и ГК (естественной радиоактивности пород), полученным путём оцифровки соответствующих каротажных диаграмм с шагом 0,2 м в интервале парфёновского горизонта. При этом величины $\alpha_{ДТ}$ и $\alpha_{ГК}$ получены путём нормирования на минимальные и максимальные значения ДТ и ГК в интервале парфёновского и боханского горизонтов по формулам:

$$\alpha_{ГК} = \frac{(ГК - Г\bar{К}_{min}) / (Г\bar{К}_{max} - Г\bar{К}_{min})}{(ГК - Г\bar{К}_{min}) / (Г\bar{К}_{max} - Г\bar{К}_{min})},$$

$$\alpha_{ДТ} = \frac{(ДТ - Д\bar{Т}_{min}) / (Д\bar{Т}_{max} - Д\bar{Т}_{min})}{(ДТ - Д\bar{Т}_{min}) / (Д\bar{Т}_{max} - Д\bar{Т}_{min})}.$$

Видно, что в скважинах ЮК-1 и № 24 малоглинистые коллекторы пласта P_1 с низкими значениями $\alpha_{ГК}$ (от нуля до 0,2) характеризуются повышенными значениями $\alpha_{ДТ}$ (от 0,5 до 1,0). При этом в скважинах № 24 и Чик-174 глинизированным коллекторам (с $\alpha_{ГК}$ от 0,2 до 0,5), соответствуют более низкие значения $\alpha_{ДТ}$ (от 0,1 до 0,7), которые отмечаются и у глинистых пород-неколлекторов (с $\alpha_{ГК}$ от 0,6 до 1,0). Следовательно, как видно из диаграмм для скважин ЮК-1, ЮК-4 и № 24, по величине $\alpha_{ДТ}$ равной 0,5 можно отделить коллекторы с улучшенными коллекторскими свойствами от неколлекторов и от коллекторов с пониженной пористостью. Так, например, в скважине № 24 в коллекторах, для которых значения $\alpha_{ДТ}$ превышают 0,5, коэффициент пористости изменяется от 0,16 до 0,20 д. ед., а в коллекторах с $\alpha_{ДТ}$ меньше 0,5 - от 0,11 до 0,16 д. ед.

С позиций задачи прогноза эффективных толщин пластов на основе псевдокаротажа нам важно то свойство улучшенных коллекторов, что они отличаются от вмещающих пород повышенными значениями ДТ.

Из таблицы 1 видно, что в скважинах Чиканского месторождения доля улучшенных коллекторов в основном превышает 80 %. Исключение составляют три скважины - № 24, № 21 и Чик-174. В первой из

№ гп	Номер скважины Well number	Толщины, м - Thicknesses, m		Доля улучшенных коллекторов, % Share of enhanced reservoirs, %
		Эффективные Effective	Улучшенные Enhanced	
1	Ков-31 / Kov-31	11,4	10,0	87,7
2	24	13,5	7,3	54,1
3	ЮК-1 / YuK-1	8,2	7,2	87,8
4	ЮК-2 / YuK -2	3,8	3,8	100,0
5	ЮК-6 / YuK -6	4,1	3,4	82,9
6	ЮК-5 / YuK -5	3,1	3,1	100,0
7	Чик-174 / Chik-174	5,6	3,0	53,4
8	21	7,5	2,5	33,3
9	Чик-1 / Chik -1	1,6	1,0	62,5
10	Чик-2 / Chik -2	0,0	-	-
11	ЮК-4 / YuK -4	0,0	-	-

Таблица 1: Характеристика толщин коллекторов парфёновского резервуара
Table 1: Reservoir thickness characteristics for Parfenov reservoir

The one property of enhanced reservoirs important in forecasting effective reservoir thicknesses based on pseudologs is that they feature increased DT values in comparison to the host rock.

Table 1 shows that the share of enhanced reservoirs in wells at Chikanskoye field generally exceeds 80%, with three wells (No. 24, No. 21 and Chik-174) being an exception. The first of these features approximately equal shares of enhanced high-porosity reservoirs (with F_p ranging 0.16-0.20) as well as low-porosity reservoirs (with F_p ranging 0.11-0.16). With that, the total thickness of enhanced reservoirs here is one of the largest in comparison to all other wells. It is also seen in Figure 1, where DT values for reservoirs and non-reservoirs are presented.

It is apparent that near these wells, it is impossible to estimate the net productive thicknesses of formations in review, it is only possible to detect total thickness of interlayers with enhanced reservoirs.

Now that we've established the possibility of detecting enhanced reservoirs based on $\alpha_{ДТ}$ logging values, let us expand on the conversion of seismic traces into pseudologs $\alpha_{ДТ_{PR}}$ using PANGEYA interpretation system (IS).

AEE 2013



**SPE Arctic & Extreme
Environments**

For
information
on exhibiting and
sponsorship options
contact us today on
+44 (0) 20 8439 8890 or
email arctic@reedexpo.co.uk

SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition

15 – 17 October 2013

All Russia Exhibition Center, Pavilion 75, Moscow, Russia

SCIENCE AND INDUSTRY COLLABORATION FOR CROSSING ARCTIC FRONTIERS

SUBMISSION DEADLINE: 4 MARCH 2013

STEERING COMMITTEE CO-CHAIRS:

- Vladimir Vovk, Gazprom
- Renaud Gauchet, Total E&P Russie
- Anatoly Zolotukhin, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

OPPORTUNITIES FOR SUBMISSION:

1. Arctic and High North Oil and Natural Gas Potential
2. Geology and Geophysics Technologies in Arctic and Harsh Environments
3. Drilling and Well Construction Technology
4. Oil Spill Prevention. After Macondo: Emergency Well Capping
5. Offshore and Onshore Field Development
6. Production and Reservoir Management
7. Latest Technology and Technical Limits
8. Transport, Logistics and Shipping
9. Site Investigation for Oil and Gas Construction
10. Safety, Environment and Social Responsibility
11. Recruitment and Human Capabilities for Arctic and High North Fields Development
12. Standards and Legislation

For more information, please contact:

Sue Frye

SPE Senior Manager

t: +44 020 7299 3300

e: sfrye@spe.org

www.arcticoilgas.com

них примерно в равных долях присутствуют как улучшенные высокопористые коллекторы (с K_p от 0,16 до 0,20 д. ед.), так и низкопористые (с K_p от 0,11 до 0,16). При этом суммарная толщина улучшенных коллекторов здесь одна из самых больших по сравнению со всеми остальными скважинами. Это видно и на рисунке 1, где приведены значения αDT для коллекторов и неколлекторов.

Ясно, что в окрестности этих скважин невозможно по значениям αDT оценивать эффективные толщины рассматриваемых пластов, а можно лишь выявить суммарную толщину прослоев с улучшенными коллекторами.

Теперь, когда мы выяснили возможности выделения улучшенных коллекторов по каротажным значениям αDT , перейдём к вопросам конверсии сейсмических трасс в псевдокаротажные диаграммы $\alpha DT_{пр}$ с использованием интерпретационной системы (ИС) ПАНГЕЯ.

В целом, процесс прогноза эффективных толщин продуктивных пластов в этой интерпретационной системе осуществляется в пять этапов:

1. Загрузка сейсмических данных и расчет атрибутов волнового поля.
2. Увязка скважинной и сейсмической информации.
3. Выбор наиболее информативных сейсмических атрибутов для конверсии волнового поля в псевдокаротажные диаграммы $\alpha DT_{пр}$ по отдельным скважинам и расчёт псевдокаротажа во всех точках сейсмических профилей (или кубов).
4. Расчёт суммарных толщин во временном масштабе для положительных аномалий $\alpha DT_{пр}$ относительно различных уровней значений этого параметра во всех точках сейсмических профилей и увязка их с толщинами улучшенных коллекторов в скважинах.
5. Построение карт суммарных толщин аномалий $\alpha DT_{пр}$ во временном масштабе по псевдокаротажным профилям и пересчёт их в карты толщин улучшенных коллекторов.

Этап 1. На этом этапе в ИС была произведена загрузка временных разрезов и значений t_0 по горизонтам M2 (кровля парфеновских коллекторов) и $M_{ПК}$ (подошва парфеновских коллекторов), корреляция которых была произведена ранее в интерпретационной системе SeisWork (Landmark). Затем по всем профилям были вырезаны сейсмические данные в интервале 13 мс вниз от горизонта M2, поскольку именно в этом временном интервале на изучаемой территории содержатся отражения от коллекторов парфеновского

Overall, forecasting the effective thicknesses of producing formations in this interpretation system is carried out in five stages:

1. Importing seismic data and computing wave field attributes.
2. Tying the well log and seismic data.
3. Selection of most informative seismic attributes for conversion from wave field into pseudologs $\alpha DT_{пр}$ for individual wells and pseudolog computation for all points of seismic profiles (or cubes).
4. Calculation of the total thicknesses for positive $\alpha DT_{пр}$ anomalies relative to various levels of this parameter's value in all points of seismic profiles, and tying them to the thickness of enhanced reservoirs in the well.
5. Building maps of total $\alpha DT_{пр}$ anomalies thicknesses in time scale using pseudolog profiles and recalculating them into enhanced reservoir thicknesses maps.

Stage 1. At this stage time sections and t_0 values for horizons M2 (Parfenov reservoirs top) and M_{PB} (Parfenov reservoirs bottom), which were earlier correlated using SeisWork (Landmark) interpretation system, were loaded into the IS. Then seismic data for 13 ms interval below M2 horizon was cropped because this is the interval containing Parfenov horizon reservoir's reflections for this territory. Then based on these curtailed time sections, a range of seismic attributes was computed with time field sampling at 0.5 ms intervals.

Stage 2. Logging data from exploration and prospecting wells were uploaded into IS PANGAYA and seismic information was tied with the well log data. We should note that during conversion of the well logs into time scale, the initial data was smoothed in the same manner as the seismic attributes at 0.5 ms intervals. With that, the αDT value range narrowed down. Therefore, in well YuK-1, where enhanced reservoirs are identified, initial αDT values varied from zero to one (Fig. 1), whereas the values smoothed by sampling intervals varied from 0.38 to 0.69 (Fig. 2). At the same time, in well YuK-4, where no reservoirs are identified, initial αDT values varied from zero to one (Fig. 1), whereas the values smoothed by sampling interval varied from 0.1 to 0.44 (Fig. 2).

Stage 3. The selection of the most informative seismic attributes for conversion of wave field into $\alpha DT_{пр}$ pseudologs was done by conducting a full search of seismic attributes and selecting those which provide maximum multiple correlation coefficient relative to αDT for each of the wells. It was then determined that the best relation of αDT with the dynamic parameters is seen near wells YuK-1 and YuK-4 (Fig. 2). With that, the most informative attribute was instantaneous amplitude (A_{ins}),

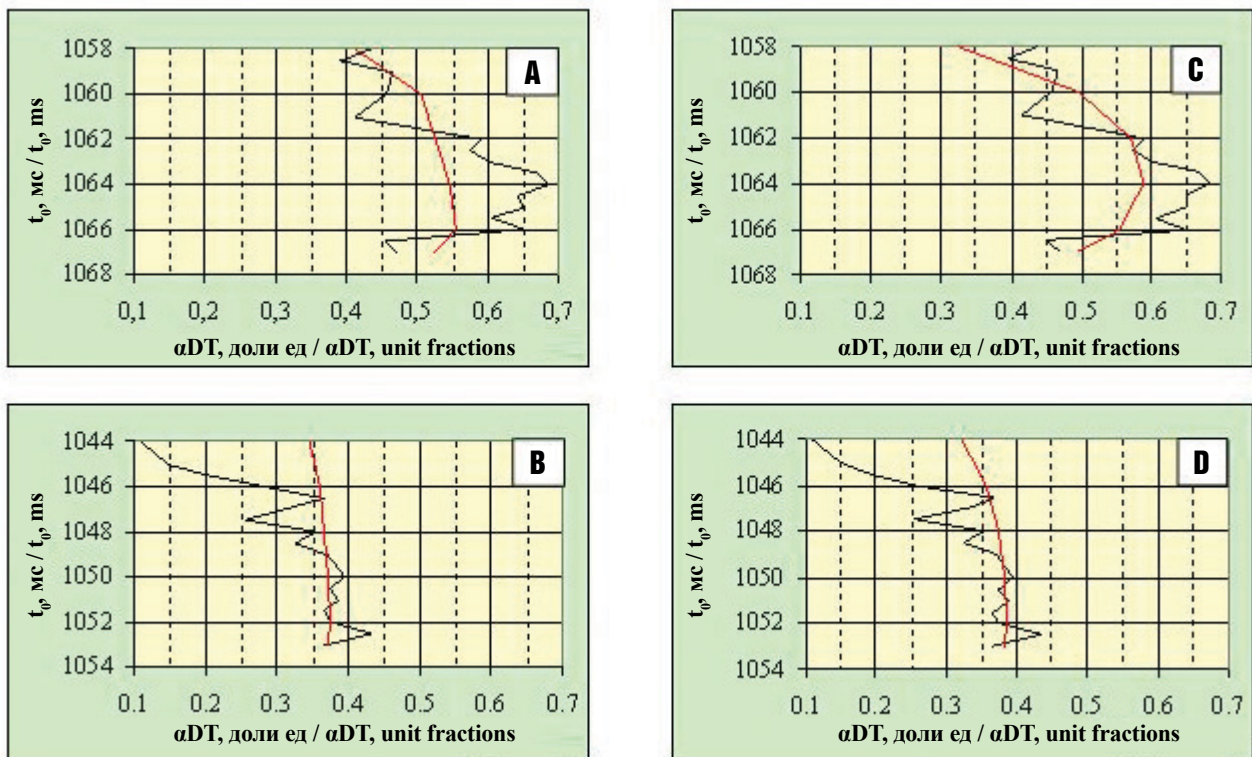


Рис. 2: Сравнение осреднённых на шаг дискретизации волнового поля диаграмм αDT (черная линия – данные ГИС, красная – прогноз):

А) скв. ЮК-1 – прогноз по $A_{\text{МГН}}$; Б) скв. ЮК-1 – прогноз по $A_{\text{МГН}}$, ПАК, $D_{\text{К}}$;
В) скв. ЮК-4 – прогноз по $A_{\text{МГН}}$; Г) скв. ЮК-4 – прогноз по $A_{\text{МГН}}$, ПАК, $D_{\text{К}}$.

Fig 2: comparison of αDT diagrams smoothed by wavefield sampling interval (black line – well logging data, red line – forecast):

А) well YuK-1 – forecast by A_{ins} ; Б) well YuK-1 – forecast by A_{ins} , PAT, D_{C} ;
С) well YuK-4 – forecast by A_{ins} ; Д) well YuK-4 – forecast by A_{ins} , PAT, D_{C} .

горизонта. На основе полученных укороченных временных разрезов осуществлён расчет ряда сейсмических атрибутов с дискретизацией временного поля с шагом 0,5 мс.

Этап 2. На втором этапе в ИС ПАНГЕЯ был подгружен каротаж разведочных и поисковых скважин и выполнена увязка скважинной и сейсмической информации. Отметим, что при переводе каротажных диаграмм во временной масштаб исходные данные осреднялись так же, как и сейсмические атрибуты, с шагом 0,5 мс. При этом диапазон изменения значений αDT сузился. Так, в скважине ЮК-1, в которой выделяются улучшенные коллекторы, исходные значения αDT изменялись от нуля до единицы (рис. 1), а осреднённые на шаг дискретизации – от 0,38 до 0,69 (рис. 2). В скважине же ЮК-4, в которой коллекторы отсутствуют, исходные значения αDT изменялись от нуля до единицы (рис. 1), а осреднённые на шаг дискретизации – от 0,1 до 0,44 (рис. 2).

which features a high correlation coefficient of 0.84 with αDT (Fig. 3A).

However, as seen in Figures 2A, 2C and 3A, the pseudologs are overly smoothed in comparison to the well logs. With that, low αDT values are overestimated (from 0.1 to 0.35), and high αDT values are underestimated (from 0.69 to 0.55). This fact motivated a search for other attributes, which in combination with A_{ins} would improve the quality of pseudologs. Pseudoacoustic transformation (PAT) and the result of wave field homomorphic deconvolution (DC) proved to be such parameters.

Using a set of attributes A_{ins} , PAT and DC, the quality of αDT forecast for high values range (fig. 2B) had improved. Here, maximum deviations of αDT from αDT_{PR} are 0.1 and not 0.15, i.e. 1.5 times less than that for connection with only A_{ins} . Naturally, creating pseudologs using a set of three parameters is more preferable than A_{ins} only, although multiple correlation coefficient increased insignificantly, from 0.84 to 0.85 (Fig. 3).

Этап 3. В настоящей работе выбор наиболее информативных сейсмических атрибутов для конверсии волнового поля в псевдокаротажные диаграммы αDT_{pr} осуществлялся методом полного их (сейсмических атрибутов) перебора и отбора тех атрибутов, которые обеспечивают максимальное значение коэффициента множественной корреляции в взаимосвязи их αDT для каждой из скважин. Установлено, что наилучшая связь αDT с динамическими параметрами наблюдается в районе скважин ЮК-1 и ЮК-4 (рис. 2). При этом самым информативным атрибутом оказалась мгновенная амплитуда ($A_{мгн}$), взаимосвязь которой с αDT характеризуется довольно высоким коэффициентом корреляции, равным 0,84 (рис. 3А).

Однако, как видно из рисунков 2А, 2В и 3А, псевдокаротажные диаграммы сильно сглажены по сравнению с каротажными. При этом низкие значения αDT завышаются (от 0,1 до 0,35), а высокие – занижаются (от 0,69 до 0,55). Это обстоятельство побудило искать другие атрибуты, которые бы совместно с $A_{мгн}$ улучшали бы качество псевдокаротажа. Такими параметрами оказались ПАК-преобразование (ПАК) и результат гомоморфной деконволюции волнового поля (D_k).

С использованием комплекса атрибутов $A_{мгн}$, ПАК и ДК улучшилось качество прогноза αDT в интервале высоких значений (рис. 2Б). Здесь максимальное отклонения αDT от αDT_{pr} составляет 0,1, а не 0,15, т.е. в полтора раза меньше, чем для взаимосвязи с одной только $A_{мгн}$. Естественно, что построение псевдокаротажа по комплексу из трёх параметров предпочтительнее, чем по $A_{мгн}$, хотя коэффициент множественной корреляции вырос незначительно, с 0,84 до 0,85 (рис. 3).

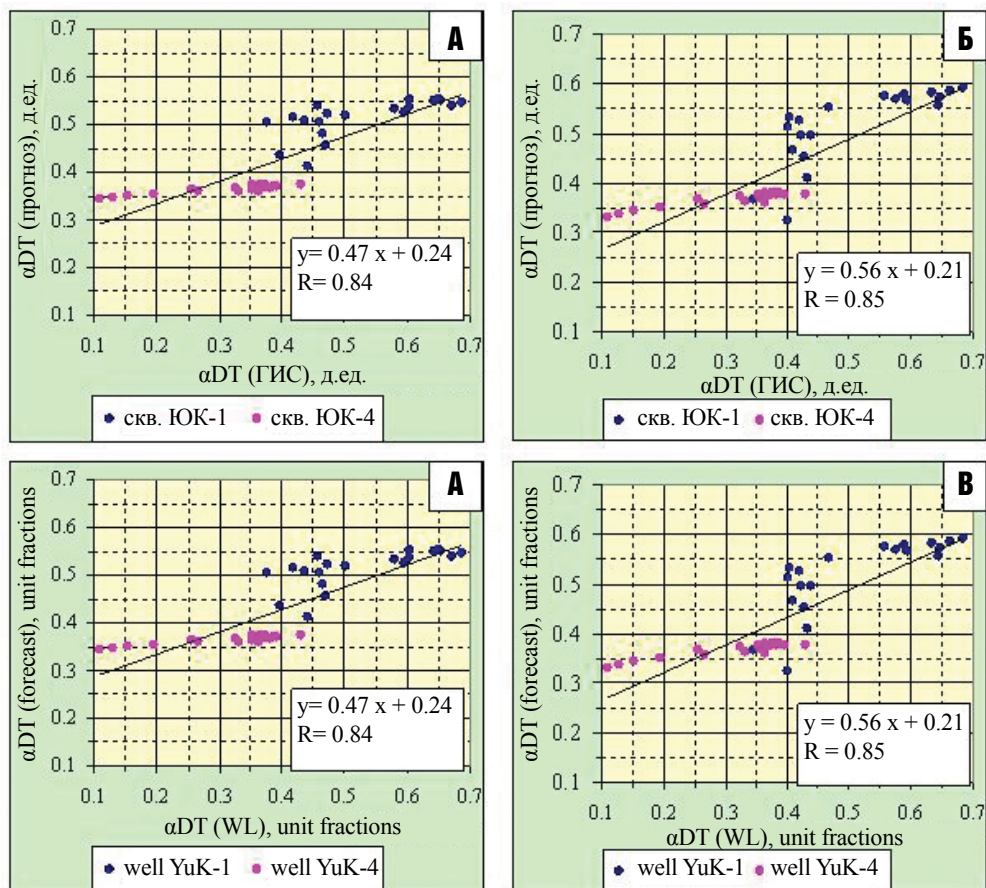


Рис. 3: Взаимосвязь фактических и прогнозных значений αDT по скважинам ЮК-1 и ЮК-4:

А) прогноз по $A_{мгн}$; Б) прогноз по комплексу атрибутов $A_{мгн}$, ПАК, D_k .

Fig 3: Correlation of actual and forecasted αDT values for wells YuK-1 and YuK-4: А) forecast by A_{ins} ; Б) forecast by a set of attributes A_{ins} , PAT, D_c .

The final operation of stage 3 is recalculation of seismic attributes A_{ins} , PAT and DC sections into pseudolog section αDT_{PR} , one of which is shown in Fig. 4. It intersects well YuK-1, where enhanced reservoirs comprise 87.8% (Table 1, Fig. 1) based on logging data.

Judging by the color scale, forecasted αDT_{PR} values within this section vary between 0.3 and 0.65. With that, the widest area of increased αDT_{PR} values is found specifically near YuK-1 well.

Stage 4. An estimation of the share of increased αDT_{PR} values for each of the pseudolog sections was performed by calculating total thicknesses (in time scale) of positive anomalies of this parameter at its various levels $h\alpha DT_{PR}^{level}$ for all points of seismic profiles. We used levels 0.3, 0.4, 0.5, 0.6 in this work. When tying total thicknesses of positive anomalies calculated in well locations to the thicknesses of enhanced reservoirs (h_y) in corresponding wells, it was determined that the largest values of paired

Заключительной операцией этапа 3 является пересчёт разрезов сейсмических атрибутов $A_{\text{МГН}}$, ПАК и $D_{\text{К}}$ в псевдокаротажный разрез $\alpha\text{DT}_{\text{пр}}$, один из которых приведен на рис. 4. Он проходит через скважину ЮК-1, в которой по данным ГИС улучшенные коллекторы составляют 87,8 % (таблица 1, рис. 1).

Судя по цветовой гамме, в пределах этого разреза прогнозные значения $\alpha\text{DT}_{\text{пр}}$ изменяются в пределах от 0,3 до 0,65. При этом наиболее обширная зона повышенных значений $\alpha\text{DT}_{\text{пр}}$ отмечается именно в районе скважины ЮК-1.

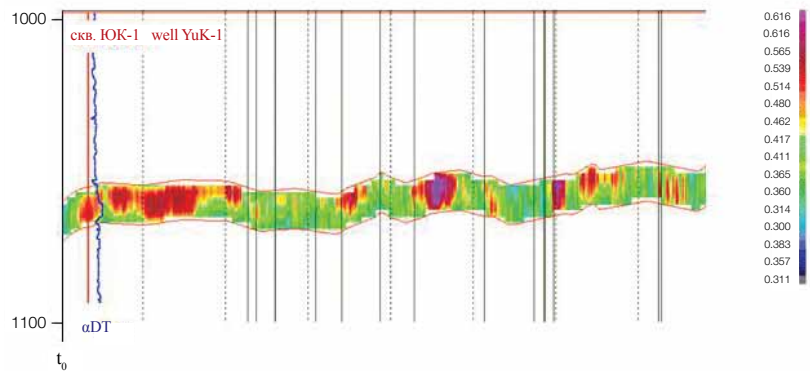


Рис. 4 : Пример прогноза αDT отложений парфеновского горизонта в районе продуктивной скважины ЮК-1

Fig 4: Example of forecasted αDT for Parfenov horizon formations near successful well YuK-1

Этап 4. Количественная оценка доли повышенных значений $\alpha\text{DT}_{\text{пр}}$ на каждом из псевдокаротажных разрезов осуществлялась путём расчёта во всех точках сейсмических профилей суммарных толщин (во временном масштабе) положительных аномалий этого параметра при различных его уровнях ($h\alpha\text{DT}_{\text{пр}}^{\text{уровень}}$). В настоящей работе использовались уровни: 0,3; 0,4; 0,5; 0,6. При увязке суммарных толщин положительных аномалий, вычисленных в точках размещения скважин, с толщинами улучшенных коллекторов (h_y) в соответствующих скважинах было установлено, что наибольшие значения парных коэффициентов корреляции (более 0,75) отмечаются для связей h_y с $h\alpha\text{DT}_{\text{пр}}^{0,5}$ как при прогнозе $\alpha\text{DT}_{\text{пр}}$ по одному сейсмическому атрибуту ($A_{\text{МГН}}$), так и по комплексу их ($A_{\text{МГН}}$, ПАК и $D_{\text{К}}$).

Учитывая тот факт, что использование комплекса атрибутов $A_{\text{МГН}}$, ПАК и $D_{\text{К}}$ улучшает качество прогноза αDT именно в интервале высоких значений (рис. 2Б), то в дальнейшем для построения прогнозных карт толщин улучшенных коллекторов нами использовалась зависимость

$$h_y = 0.98 \cdot h\alpha\text{DT}_{\text{пр}}^{0,5}(A_{\text{МГН}}, \text{ПАК}, D_{\text{К}}) + 0.39 \quad (1),$$

которая характеризуется коэффициентом корреляции $r=0,86$ (рис. 5).

Этап 5. На этом этапе, вначале, используя программу Thickness ИС ПАНГЕЯ строилась карта суммарных толщин положительных аномалий $h\alpha\text{DT}_{\text{пр}}^{0,5}(A_{\text{МГН}}, \text{ПАК}, D_{\text{К}})$. Затем эта карта пересчитывалась по зависимости (1) в карту прогнозных толщин улучшенных коллекторов.

Для Чиканского лицензионного участка и его ближайшего обрамления такая карта прогнозных

correlation coefficients (over 0.75) were found for relations of h_y with $h\alpha\text{DT}_{\text{пр}}^{0,5}$, whether forecasting $\alpha\text{DT}_{\text{пр}}$ was based on one seismic attribute (A_{ins}) or a set of them (A_{ins} , PAT and D_{C}).

Considering the fact that using a set of attributes A_{ins} , PAT and D_{C} improves the quality of $h\alpha\text{DT}_{\text{пр}}^{0,5}(A_{\text{МГН}}, \text{ПАК}, D_{\text{К}})$ DT forecast specifically for high value ranges (fig. 2B), the following dependency was further used to build forecast maps of enhanced reservoirs thicknesses:

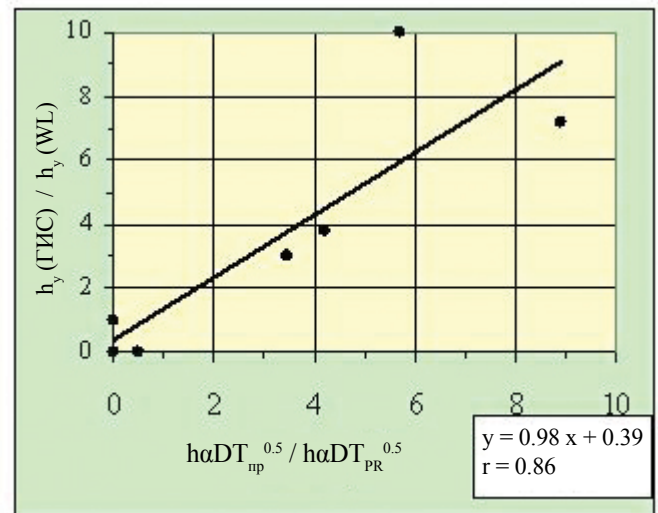


Рис. 5: Взаимосвязь толщин улучшенных коллекторов и $h\alpha\text{DT}_{\text{пр}}^{0,5}(A_{\text{МГН}}, \text{ПАК}, D_{\text{К}})$

Fig 5: Relation of enhanced reservoirs thicknesses and $h\alpha\text{DT}_{\text{пр}}^{0,5}(A_{\text{ins}}, \text{PAT}, D_{\text{C}})$

$$h_y = 0.98 \cdot h\alpha\text{DT}_{\text{пр}}^{0,5}(A_{\text{ins}}, \text{PAT}, D_{\text{C}}) + 0.39 \quad (1),$$

which features correlation coefficient $r=0.86$ (fig. 5).

Stage 5. Using PANGHEYA, a map of total thicknesses for positive anomalies $h\alpha\text{DT}_{\text{пр}}^{0,5}(A_{\text{ins}}, \text{PAT}, D_{\text{C}})$ was created.

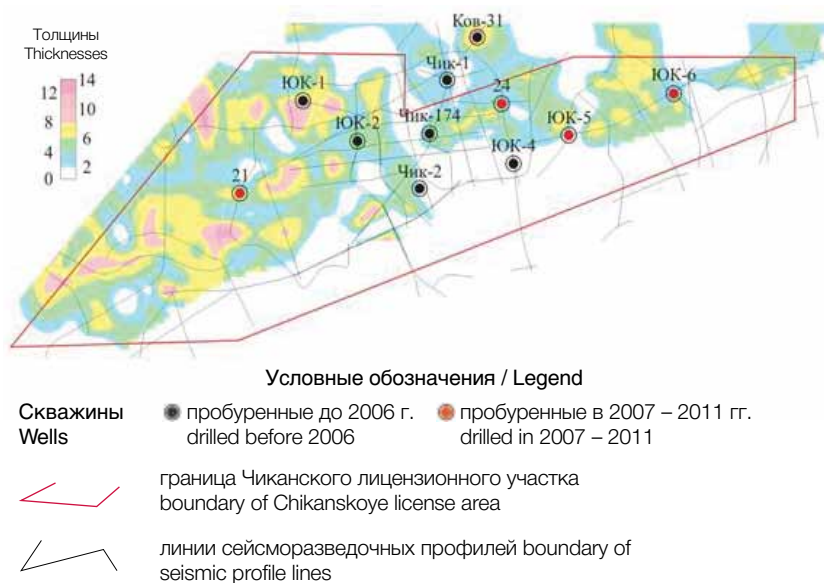


Рис. 6: Прогнозная карта толщин улучшенных газонасыщенных коллекторов парфёновского горизонта (пласты P_1+P_2) Чиканского месторождения.

Fig 6: Forecast map of enhanced gas saturated reservoirs' thicknesses of Parfenov horizon (reservoirs R_1+R_2) at Chikanskoye field

значений h_Y приведена на рисунке 6. Видно, что участки с повышенными прогнозными толщинами улучшенных коллекторов распределены по площади месторождения весьма хаотично.

Отметим, что эта прогнозная карта была составлена в 2006 году при представлении в ФБУ «ГКЗ» материалов по подсчёту запасов залежей парфёновского горизонта, на основе которых Южно-Ковыктинская газонасная площадь была выделена в качестве самостоятельного Чиканского газоконденсатного месторождения. К этому времени на месторождении было пробурено семь скважин (Ков-31, Чик-1, Чик-2, Чик-174, ЮК-1, ЮК-2, ЮК-4). Именно на их основе была построена зависимость (1).

Позже, в 2007-2011 годах, в пределах Чиканского месторождения пробурили ещё четыре новых поисково-разведочных скважин (ЮК-5, ЮК-6, № 21, № 24). Как видно из рисунка 7, эти скважины подтвердили выполненный нами прогноз. А именно, в районе скважины № 24 прогнозировался участок повышенных значений h_Y (выше 6,0 м) и по данным ГИС выделено 7,3 м улучшенных коллекторов. В остальных прогнозировались значения близкие к трём метрам и прогнозные толщины находятся в пределах от 3,0 до 4,0 м.

Then, using dependency (1), this map was recalculated into the forecast map of enhanced reservoirs thicknesses.

Figure 6 shows such forecasted h_Y values map for Chikanskoye license area and its nearest surroundings. It appears that increased enhanced reservoirs' thicknesses are distributed across the field quite sporadically. We should note that this forecast map was created in 2006 while preparing submission of the Parfenov horizon reserves calculation to GKZ, which served as the basis for separation of South-Kovytkinskoye gas field into an individual Chikanskoye gas condensate field. By that time, seven wells were drilled at the field (Kov-31, Chik-1, Chik-2, Chik-174, YuK-1, YuK-2, YuK-4). Data from these wells was used to derive dependency (1).

Between 2007-2011, four new exploration wells (YuK-5, YuK-6, No. 21, No. 24) were drilled at Chikanskoye field. As seen in

Figure 7, these wells confirmed our forecast.

In particular, we forecasted an area of increased h_Y values (over 6.0 m) near well No. 24, and 7.3 m of enhanced reservoirs were identified by well logging data. For the rest of the wells, values near three meters were forecasted and the thickness detected ranged between 3.0-4.0 m.

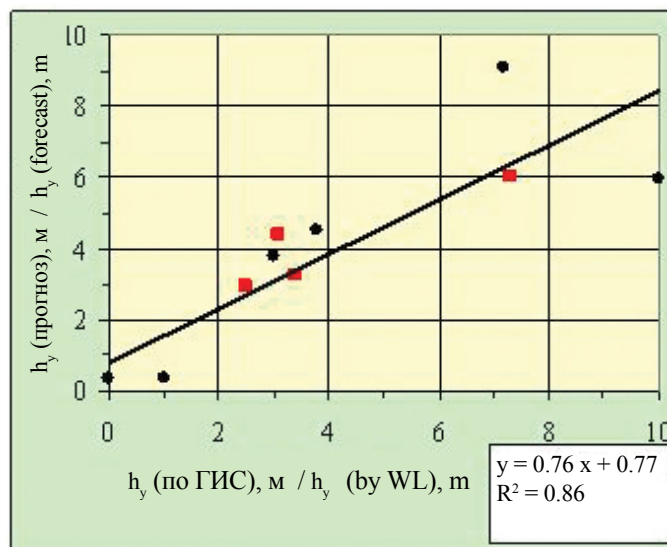


Рис. 7: Сопоставление прогнозных и фактических (оценённых по ГИС) толщин улучшенных коллекторов пластов P_1+P_2

Fig 7: Comparison of forecasted and actual (estimated by WL) thicknesses of enhanced reservoirs R_1+R_2

Следует отметить, что на основе построенной прогнозной карты можно сделать вывод о высоких перспективах газоносности неразбуренной юго-западной части Чиканского лицензионного участка, где ожидаются даже большие толщины улучшенных коллекторов, чем на разбуренной территории.

Выводы:

Разработанная методика комплексирования данных ГИС и сейсморазведки для прогнозирования толщин улучшенных коллекторов на основе конверсии сейсмических трасс в псевдокаротажные разрезы с использованием технологий ИС ПАНГЕЯ позволила дать надёжные оценки перспектив газоносности терригенного венда Чиканского месторождения.

Прогнозная карта толщин улучшенных коллекторов может быть использована для обоснования точек заложения новых разведочных скважин.

Литература:

1. Барышев Л. А., Хохлов Г. А. Комплексная интерпретации данных сейсморазведки и ГИС на основе физико-геологической модели / Технологии сейсморазведки. М., 2006. № 3. С. 55-60.
2. Воробьев В. Н., Мельников Н. В. Методы изучения тещинных коллекторов // Методика изучения коллекторов и коллекторские свойства пород нефтегазоносных районов труды СНИИГГИМС. Новосибирск, 1966. Вып. 33. С. 5-28.
3. Конверсия сейсмических данных в псевдокаротаж вместо акустической инверсии / Колесов В. В., Смирнов О. А., Захарова Г. А., Недосекин А. С. // Эффективность использования данных геофизических исследований при обосновании модели залежи углеводородов и определении параметров для подсчета запасов нефти и газа» / Материалы геофизической научно-практической конференции ТюменьОЕАГО, 29-30 ноября 2006 г. Тюмень, 2006. С. 3-5.
4. Особенности строения и коллекторские свойства вендского резервуара нефти и газа южной части Сибирской платформы / К. С. Кондрина, Л. С. Чернова, Т. Н. Дергачева // Сборник научных трудов СНИИГГИМС. Литология резервуаров нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибири. Новосибирск: СНИИГГИМС, 1982. С. 15-28.
5. Руденко Г. Е. Еще раз о результатах исследований на Ковыктинском месторождении с использованием Оптимизационной технологии ПАРМ-КОЛЛЕКТОР и о возможностях выделения и прослеживания тонких слоев // Технологии сейсморазведки. М., 2006. № 3 С. 69-85.

It should be noted that the forecast map that was created could lead to a conclusion that there are high prospects of gas bearing capacity in untapped south-western part of Chikanskoye license area, where even thicker enhanced reservoirs are estimated than those at the drilled territory.

Conclusions:

The method of integrating well logging and seismic data to forecast the thickness of reservoirs based on the conversion of seismic traces into pseudologs using IS PANGEYA made it possible to give reliable estimations of gas bearing prospects for the terrigenous Vendian deposits at the Chikanskoye field.

The enhanced reservoirs thicknesses map may be used to substantiate the location of new exploration wells.

Literature:

1. Baryshev L.A., Khokhlov G.A. Complex interpretation of seismic and well logging data based on physical-geological model / Seismic exploration technologies. Moscow, 2006. No. 3. P. 55-60.
2. Vorobyov V.N., Melnikov N.V. Fractured reservoir investigation methods. // Reservoir investigation methods and reservoir rock properties in petroleum regions. Works of SNIIGGiMS. Novosibirsk, 1966. Issue 33. P. 5-28.
3. Conversion of seismic data into pseudologs instead of acoustic inversion. / Kolesov V.V., Smirnov O.A., Zakharova G.A., Nedosekin A.S. // Efficiency of using geophysical data in hydrocarbon reservoir modeling for estimation of oil and gas reserves. / Material of geophysical scientific and practical conference TyumenOEAGO, November 29-30, 2006, Tyumen, 2006. P. 3-5.
4. Structural characteristics and reservoir properties of Vendian oil and gas reservoir in the southern part of Siberian platform. / K.S. Kondrina, L.S. Chernova, T.N. Dergachova // Scientific work collection of SNIIGGiMS. Lithology of oil and gas reservoirs in Mesozoic and Paleozoic depositions of Siberia. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1982. P. 15-28.
5. Rudenko G.E. Again on the results of research at Kovytkinskoye field using PARM-COLLECTOR optimization technology and on possibility of identification and tracing of thin beds // Seismic exploration technologies. Moscow, 2006. No. 3 P. 69-85.



ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ