

Комплексная интерпретация данных сейсморазведки для прогноза распространения песчаных тел и повышения эффективности бурения

Increasing Drilling Efficiency through Comprehensive Interpretation of Seismic & Petrophysics Data

Р.И. Абдрахимов, Р.Р. Галиев, Д.Д. Сулейманов
Т.С. Усманов, к.х.н. (ООО «РН-Уфанипнефть»)
И.С. Афанасьев, к.ф.-м.н. (ОАО «НК «Роснефть»)

R.I. Abdrakhimov, R.R. Galiyev, D.D. Suleymanov
T.S. Usmanov, Chem.Dr. (LLC "RN-UfaNIPneft")
I.S. Afanasyev, Physics-Math. Dr. (OJSC "NC "Rosneft")

Введение

В Западной Сибири неокомский разрез сформировался за счет постепенного бокового заполнения обломочным материалом сравнительно глубоководного морского бассейна. Для основной территории источником обломочного материала служило восточное обрамление плиты. Заполнение бассейна осадконакопления происходило на фоне постоянного погружения региона. Все это обусловило клиноформное строение разреза [1].

Приобская нефтеносная площадь, размеры которой составляют более 6 тыс. км², является уникальным объектом для исследований геологического строения клиноформных комплексов.

Основная площадь месторождения разрабатывается тремя недропользователями (ОАО «Газпром-нефть-Хантос», ООО «РН-Юганскнефтегаз», НАК «Аки-Отыр»). Запасы углеводородов сосредоточены в пластах группы AC (AC₇-AC₁₂), в меньшей степени – в отложениях ачимовской толщи, а также в

Introduction

The Neocomian section in Western Siberia was formed through the gradual lateral infilling of debris into a relatively deep sea basin. For most of the territory, the source of the debris was the eastern margins of the plate. The infilling of the sedimentary basin happened against the background of continuous sinking in the region. All of this gave grounds for a clinoform construction of section [1].

The Priobskaya oil field, which is over 6,000 km² in size, is a unique object to research geological structure of clinoforms.

The principal part of the field is being developed by three operators, namely, OJSC "Gasproneft-Khantos", LLC "RN-Yuganskneftegaz", and NJSC "Aki-Otyr". Hydrocarbon reserves are concentrated in the AC group formations (AC₇-AC₁₂). The principal areas for development are the AC₁₀-AC₁₂ formations, where the depositions change in lithology and oil-water contact is absent. Paleogeographic conditions of the rock

верхнеюрских интервалах. Основными объектами разработки являются пласты AC_{10} - AC_{12} , залежи в которых литологически экранированы, водонефтяной контакт (ВНК) отсутствует. Палеогеографические обстановки формирования пород, в которых выявлены залежи, сменяют друг друга в западном направлении от прибрежно-морских, шельфовых, склоновых до глубоководных [2].

Изменение коллекторских свойств пород зависит от удаленности тех или иных фаций от кромки палеошельфа. Коллектор в восточной части характеризуется относительно высокой проницаемостью $((6-10) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2)$, хорошей связанностью и выдержан по площади (шельфовый тип), в западной – слабо связан, низкопроницаем $((1-3) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2)$ и крайне изменчив по латерали (глубоководный тип).

В условиях отсутствия в залежах свободной воды основной задачей геологического сопровождения разработки месторождения является прогнозирование развития коллектора как по площади, так и по разрезу. Если для отложений в области палеошельфа поиск решения не вызывает затруднений вследствие выдержанности нефтесодержащих интервалов, то для глубоководных образований ситуация коренным образом отличается. Продуктивная часть разреза сосредоточена в небольших по размеру, литологически экранированных линзах, слабо связанных между собой, и, на первый взгляд, «хаотично разбросанных» по площади. В связи с этим бурение новых скважин сопровождается значительными рисками неподтверждения прогнозных эффективных нефтенасыщенных толщин коллекторов. На более ранних этапах разбуривания месторождения риски компенсировались природным фактором: над глубоководными отложениями пласта AC_{12} всегда присутствовали выдержанные по площади пласты AC_{10} и AC_{11} . В областях бурения новых скважин продуктивные интервалы полностью представлены глубоководным типом отложений пласта AC_{12} , и для достоверного прогноза необходим комплексный анализ всех имеющихся данных.

Одной из таких площадей является Горшковская (рис. 1), расположенная в северной неразбуренной части Приобского месторождения, где сосредоточено более 1 млрд. т геологических запасов нефти и запланировано бурение около 2000 скважин. Рассматриваемая территория занимает площадь 700 км², изучена 48 разведочными скважинами, в которых проведен полный комплекс

formation, where the depositions are found, alternate westward from the littoral shelf and slope to deepwater [2].

Changes in the reservoir properties depend on the distance of various facies from the edge of paleoshelf. In the eastern part, the reservoir features relatively high permeability $((6-10) \cdot 10^{-3} \text{ μm}^2)$, good adhesion and is a continuous area (shelf type). The western part is weakly bound, has low-permeability $((1-3) \cdot 10^{-3} \text{ μm}^2)$ and has highly variable laterals (deep-water type).

Given the absence of free water in the depositions, the main objective of the geological support for the development of the deposit is forecasting the reservoir, both as an area and sectionally. And whereas the paleoshelf depositions present no difficulty due to the continuity of the oil-bearing intervals, the situation with the deep-water formations is completely different. The productive part of the section is concentrated in a small, poorly connected, lithologically screened lenses which at first glance appear to be “sporadically scattered” across the area. Due to this, the drilling of new wells is risky because significant saturated reservoir stratum has not been confirmed. During early drilling, the risks were compensated for by natural factors: above the deep-water depositions of the AC_{12} formation the continuous formations of AC_{10} and AC_{11} were always present. At the location of new wells, production intervals entirely correspond to the AC_{12} deepwater formation, and therefore required detailed analysis of all available data for reliable forecasting.

One such area is Gorshkovskaya (fig. 1), located in the northern and mostly undrilled part of the Priobskoye deposit, where over 1 bln. t of prospective oil reserves are concentrated and the drilling of over 2000 wells is planned. The territory occupies an area of 700 km² and has had 48 exploration wells drilled, an entire complex of geophysical well surveys (GWS) has been performed. 9 core samples are available for lithological description, and high quality 3D seismic was shot, covering a total area of 1400 km² in 2008 and 2009.

As a result of detailed correlation made using the 3D seismic data, within the AC_{10} - AC_{12} horizons, six productive layers were established: $AC_{10}^{0(2)}$, AC_{10}^{1-3} , AC_{11}^0 , AC_{11}^1 , AC_{12}^{0-1} and AC_{12}^{2-5} (protocol GKZ RF # 1989 dated 19.08.09).

A complex well survey, analysis and interpretation of the seismic data was made with the purpose of forecasting the sand bodies distribution.

1. As a result of analysis of the regional research data,

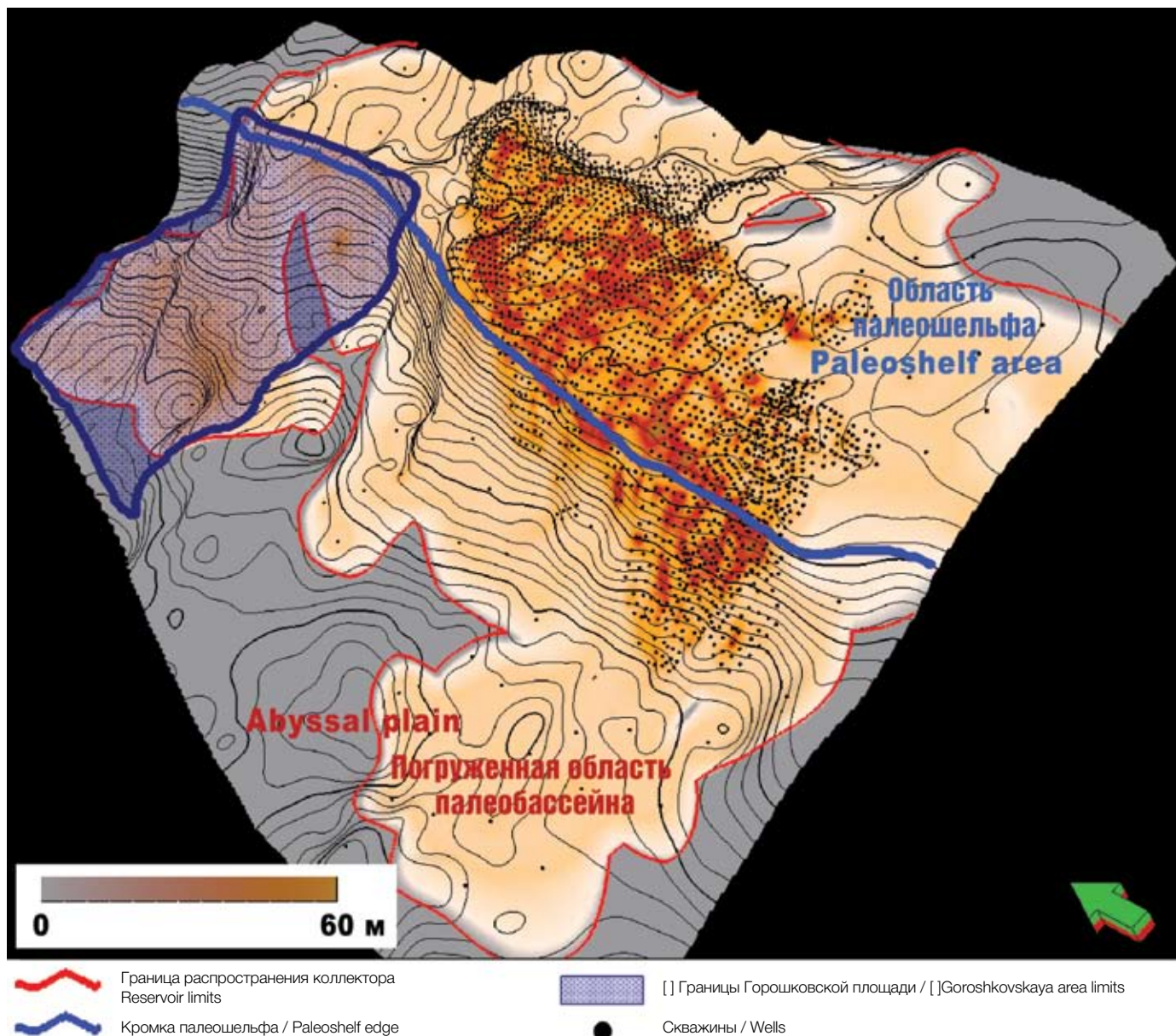


Рис. 1. Карта-схема развития коллекторов и кровли быстринских глин северной части Приобского месторождения
Pic. 1. Sketch map: reservoir distribution and the top of the Bystrinsk clays in the northern part of the Priobskoye deposit

геофизических исследований скважин (ГИС), по 9 скважинам имеется керновый материал, пригодный для литологического описания. Кроме того, в 2008-2009 гг. была проведена сейсмическая съемка 3D высокого качества общей площадью 1400 км². В результате детальной корреляции, в процессе проведения которой активно использовались результаты сейсморазведки 3D, в горизонтах AC₁₀-AC₁₂ были выделены шесть продуктивных пластов: AC₁₀⁰⁽²⁾, AC₁₀¹⁻³, AC₁₁⁰, AC₁₁¹, AC₁₂⁰⁻¹ и AC₁₂²⁻⁵ (протокол ГКЗ РФ № 1989 от 19.08.09 г.).

Для прогноза распространения песчаных тел проведен комплексный анализ результатов интерпретации данных сейсмических и

overall features of the regional sedimentation were determined.

2. Facies zones were identified across the drilled part of the deposit based on an electrometric GWS data analysis with the application of a core macro description.

3. For areas with seismic data, seismic classes were specified based on a cluster analysis of the seismic trace wave patterns within the producing formation.

4. For the drilled areas, where 3D seismic data was available, facies zones were identified and based on the results of seismic and electro facies modeling analysis.

геофизических исследований.

1. По данным региональных исследований установлены общие особенности осадконакопления региона.

2. В разбуренной части месторождения в результате электрометрического анализа данных ГИС с привлечением макроописания керна выделены фациальные зоны.

3. При наличии сейсмических данных на участках выделены сейсмодассы на основе кластерного анализа волновой картины сейсмотрассы в пределах рассматриваемого продуктивного пласта.

4. Для разбуренной части, по которой имелись данные сейсмических исследований 3D, выполнен анализ согласованности выделения фациальных зон по результатам сейсмо- и электрофациального моделирования, т.е. подбирались такой набор сейсмодасс, который воссоздавал картину распределения фаций, наиболее близкую к данным электрофациального моделирования.

5. Выделенные сейсмодассы были объединены на карте в более крупные зоны, характеризующиеся

5. The selected seismic facies were combined on the map into larger zones with a similar pattern of sedimentation. For a more reliable identification of such zones, a detailed analysis of the seismic proportional sections was conducted.

6. For areas of the deposit that were undrilled, maps were drawn showing seismic attributes that most closely connected the reservoir thickness in the exploration wells. For each identified and mapped seismic facies their own characteristics were found.

Based on the well data and the specific characteristics from each of the seismic facie zones, maps were drawn featuring their net thickness, and were then "linked".

As an example, below is a review of the modeling results for formation AC₁₁⁰.

Regional Research and Lithofacies Analysis

The generation of clinoform complexes took place during the lateral infilling of the paleobasin.

During the transgressions, under conditions of a relatively fast rising ocean level and a significant

Вибросито Derrick® FLC 503



Центрифуга Derrick® DE-1000 GBD



STEP OILTOOLS

**НОВЫЙ Эксклюзивный
Дистрибьютор
высококачественного
оборудования и комплектующих
фирмы Derrick® для очистки
буровых растворов в России и
странах СНГ**

Контактные детали для получения подробной информации:

E-mail: info@stepoiltools.com / sales@stepoiltools.com

Чаплыгина ул., д. 20, строение 7, Москва 105062, РФ

Тел.: +7495 258-0777 • Факс: +7495 258-0778

DERRICK®
EQUIPMENT COMPANY

www.derrickequipment.com

особенностями осадконакопления. Для более надежного выделения таких зон при необходимости проводился подробный анализ по пропорциональным срезам.

6. Для неразбуренных зон месторождения построены карты сейсмических атрибутов, наиболее тесно связанные с толщиной коллектора в разведочных скважинах. При этом для каждой выявленной и закартированной сейсмофации был найден свой сейсмический атрибут.

Отдельно для каждой сейсмофациальной зоны по скважинным данным и найденным атрибутам построены карты эффективных толщин, которые затем «сшивались».

В качестве примера рассмотрим результаты построений по пласту ACAC₁₁⁰.

Региональные исследования и литологофациальный анализ

Формирование клиноформных комплексов происходило в процессе бокового заполнения бассейна. В периоды трансгрессий, при относительно быстром подъеме уровня мирового океана и значительном удалении береговой линии накапливались глины региональных пачек, залегающих в основании региональных клиноциклитов (пимская, сармановская, покачевская и др.). Основная же часть объема осадков накапливалась в периоды регрессий, сопровождавшихся лавинной седиментацией.

Речная система приносила в мелководную область палеобассейна осадки, которые впоследствии сортировались и отлагались под действием вдольбереговых течений. Часть материала перемещалась в погруженную область по каналам транспортировки под действием гравитационных сил и формировала конусы выноса (А.А. Нежданов, 2000 г.).

На территории Приобского месторождения снос обломочного материала осуществлялся в западном направлении. Кромка палеошельфа, закартированная по результатам интерпретации данных сейсморазведки 3D, ориентирована в северо-восточном направлении. По результатам литологического описания керна скважин область западнее кромки шельфа представлена отложениями донных течений, оползневых пачками, песчаниками лопастей конуса выноса, что соответствует погруженной части палеобассейна. Зона восточнее

distance to the coastline, clay was accumulating and being deposited in the foundation of the regional clinocyclites (Pimsk, Sarman, Pokachev etc.). The principal sediments, however, were accumulated during the regressions accompanied by processes of avalanche sedimentation.

The river system would bring precipitation into the shallow water area of the paleobasin, which would later form sediment under the influence of long shore currents. Part of the material would move to a sink zone through downhill transport channels and form dejection cones (A.A. Nezhdanov, 2000).

In the Priobskoye field, debris material drifted westward. The Paleoshelf edge, mapped based on 3D seismic interpretation results, has a north-east orientation. Results of the lithological core descriptions show that the area west of the paleoshelf edge features depositions from bottom currents, landslide units and sandstone from dejection cone flaps, all of which corresponds to the sunken area of the paleobasin. The zone east of the edge is formed with sandstone with a convoluted bedding, corresponding to areas of the paleoshelf.

The results of the GWS analysis confirmed the core analysis data. For the eastern part, the GWS curves have a distinct regressive shape, and for the western part they are intensely dissected (units with erosive boundaries).

Based on core analysis and GWS data, areas were mapped with similar signal amplitude features [3].

Seismic Facies Analysis & Mapping

Seismic trace shape analysis shows that it is not a consistent area and responds to the changes in facies zones. Selecting the amount of classes (typical seismic traces) presented a problem, which was resolved as follows: The lower limit of classes (not less than eight) was set based on wellbore analysis, as the depositional model had to be updated. Because of the wide well spacing for the area, the probability of not tapping the payzone is relatively high. To determine an optimal amount of classes, a statistical approach was used. For this purpose, seismic facies maps were calculated with class amounts ranging from 5 to 30 and correlation coefficients were derived between typical seismic traces. As the number of classes increased, the difference between the similar traces effectively disappeared, while at the same time the difference between the traces that are very different, decreased. Thus, the occurrence of this saturation effect is established when the number of classes used reach 15.

кромки сложена песчаниками с волнистой слоистостью, отвечающими области палеошельфа.

Результаты анализа материалов ГИС подтверждают данные изучения керна. Для восточной части кривые ГИС имеют четкую регрессивную форму, для западной – сильно изрезаны (пачки с эрозионными границами).

По данным анализа керна и материалов ГИС были закартированы области, имеющие схожие особенности по амплитуде сигнала [3].

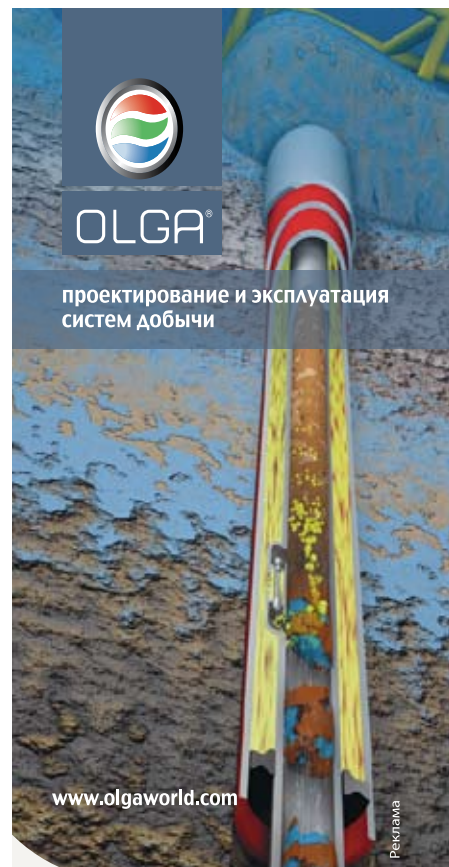
Сейсмофациальный анализ. Построение карт сейсмофаций

Анализ формы сейсмических трасс показал, что по площади она не постоянна и реагирует на смену фациальных зон. Проблема заключается в выборе числа классов (типовых сейсмических трасс). Задача была решена следующим образом. Нижний предел числа классов (не менее восьми) установлен по результатам анализа скважинной информации, поскольку седиментологическая модель должна уточняться. Так как площадь разбурена по редкой сетке скважин, высока вероятность того, что не все зоны вскрываются скважинами. Не представляется возможным определить, являются ли эти зоны продуктивными, однако их необходимо учитывать. С целью определения оптимального числа классов был использован статистический подход. Для этого были рассчитаны карты сейсмофаций с числом классов от 5 до 30 и коэффициенты корреляции между типовыми сейсмическими трассами. По мере увеличения числа классов фактически исчезает различие между «наиболее похожими» трассами, одновременно уменьшается разница между «наименее похожими» типовыми трассами. Другими словами, возникает некий «эффект насыщения», и дальнейшее увеличение числа классов не приводит к уточнению геологического строения. Таким образом, достижение «эффекта насыщения» установлено при числе классов, равном 15.

На карте сеймоклассов (рис. 2, а) границы цветовых зон в правой части ориентированы на северо-восток, в левой – вытянуты в западном направлении, в центральной – имеют сложную форму. Такая ориентировка границ хорошо согласуется с представлениями об осадконакоплении пласта: обломочный материал в области палеошельфа был ориентирован вдоль кромки за счет действия вдольбереговых течений, в погруженной части бассейна – перпендикулярно кромке за счет действия гравитационных потоков. Сопоставление полученной карты с результатами интерпретации данных ГИС позволило исключить зоны, в которых вскрыт неколлектор, а также области, которые не вскрыты скважинами (рис. 2, б). В результате по оставшимся зонам можно закартировать границу замещения коллекторов, а направленность границ классов при построении прогнозных карт эффективных толщин позволяет оценить ориентировку песчаных тел по площади.

Построение прогнозных карт

Атрибуты рассчитывались с учетом деления на фациальные зоны. В идеальном случае для каждой фации должен быть определен собственный атрибут.



OLGA®

проектирование и эксплуатация систем добычи

www.olgaworld.com

Реклама

- Стабильность потока и минимальное время простоя при остановке/пуске скважины и трубопровода, прочистке, сбросе давления
- Снижение риска блокировок гидратами, парафинами и асфальтенами; минимизация последствий блокировки
- Эффективная эксплуатация промысла на основе постоянно действующей модели многофазных потоков в скважине, системе сбора и транспорта продукции

be dynamic

SPT GROUP

www.sptgroup.com

119311 Россия, Москва,
пр-т Вернадского, 8А, башня А,
Тел: + 7 495 798 86 66
e-mail: agr@sptgroup.com



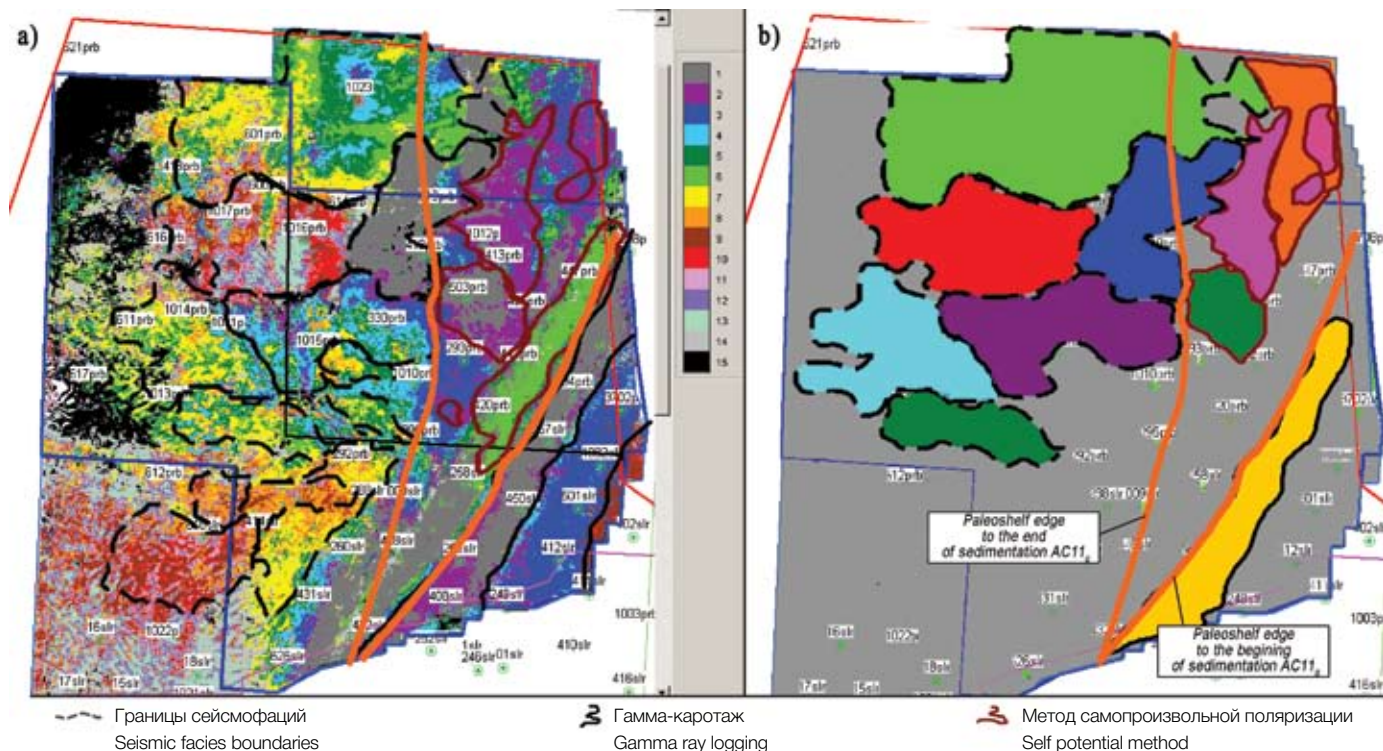


Рис. 2. Карта-схема распространения сейсμοфаций в целом по изучаемой территории (а) и с исключением зон-неколлекторов (б)

Pic. 2. Sketch map: seismic facies distribution for the territory in review (a) and with tight rocks excluded (b)

Однако, поскольку площадь разбурена по редкой сетке скважин, провести столь детальный анализ не представляется возможным. В связи с этим атрибуты рассчитывались только по двум крупным фациальным зонам: глубоководной и шельфовой. Максимальная степень корреляции с эффективной толщиной коллектора для глубоководной части достигнута при использовании атрибута «Среднее значение по огибающей», в шельфовой части – атрибута «Минимальное значение по кубу амплитуд». С помощью полученных зависимостей толщина – атрибут карты атрибутов были пересчитаны в карту эффективных толщин.

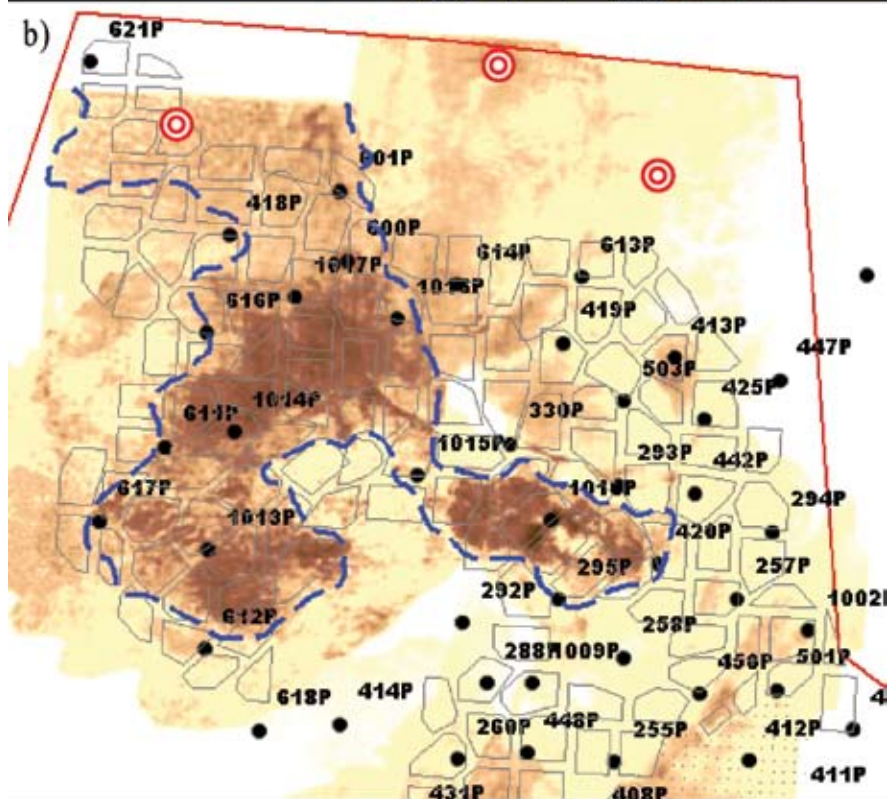
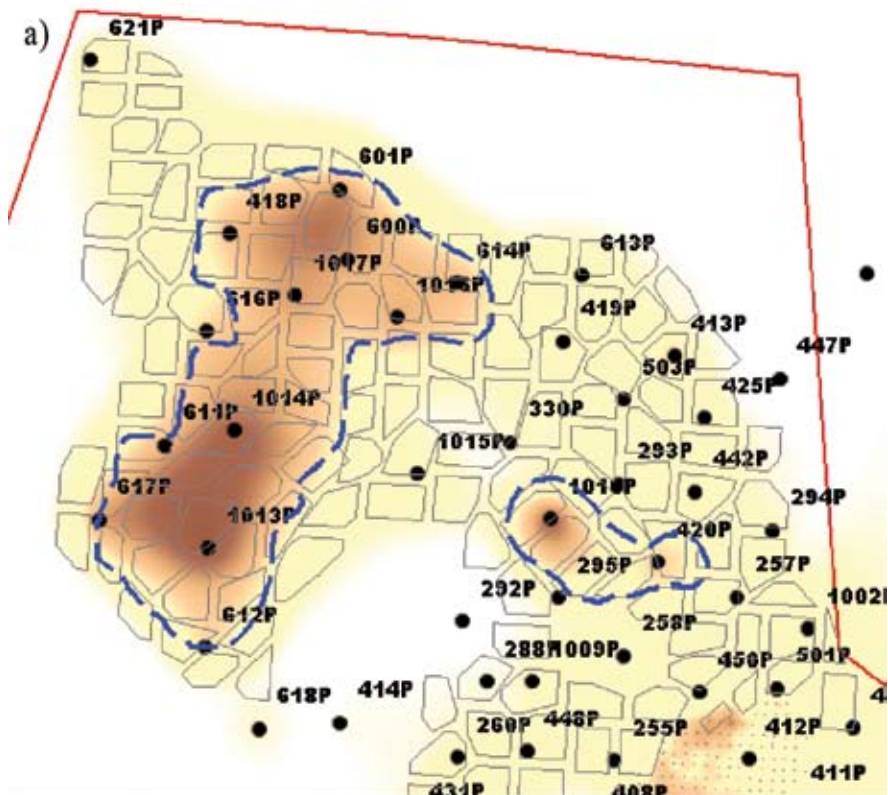
В дальнейшем по данной методике были построены карты начальных нефтенасыщенных толщин по всем шести выделенным пластам: $AC_{10}^{0(2)}$, AC_{10}^{1-3} , AC_{11}^0 , AC_{11}^1 , AC_{12}^{0-1} и AC_{12}^{2-5} . Максимумы развития толщин коллекторов смещены относительно скв. 617P, 1013P на север, в область, ограниченную скв. 616P, 1017P и 1015P (рис. 3). В результате была скорректирована приоритетность бурения кустов на ближайшие 5 лет. Так, кусты в районе скв. 617P и 1013P, ранее классифицировавшиеся как перспективные (см. рис. 3, а), попадают в область неблагоприятных толщин. Вскрытие повышенных толщин ожидается в узкой полосе по линии скв. 1015P, 1010P и 420P.

In the seismic classes map (fig. 2, a), the boundaries of the colored zones to the right are oriented north-easterly, on the left they are stretched eastward and in the center they have a complicated shape. Such orientations of boundaries correspond well to the perceptions of the reservoir sedimentation: debris material in the paleoshelf area was oriented along the edge due to the influence of long-shore currents. In the sunken part of the basin it is perpendicular to the edge due to the effect of gravitational currents. Comparison of the mapping with the GWS data interpretation allowed for the exclusion of zones where tight rocks were tapped, as well as areas which were not tapped with wells (fig. 2, b). As a result, the remaining zones can be used to map the reservoir substitution boundary, and the direction of the class boundaries when drawing forecast maps for net reservoir thicknesses allows the sand packages to be evaluated across the area.

Drawing Forecast Maps

The seismic attributes were calculated, taking into consideration, the facies zones. Ideally, each facies were assigned its own attributes.

However, because the wells are widely spaced in this area, performing a detailed analysis is impossible. Therefore, the characteristics were only calculated



--- Перспективные зоны
Prospective areas

⊙ Проектные скважины
Planned wells

Рис. 3. Карты-схемы суммарных эффективных нефтенасыщенных толщин горизонтов AC10-AC12, построенные на основе метода интерполяции скважинных данных (а) и комплексного анализа данных (б)

Pic. 3. Sketch maps: composite net oil stratum for the AC10-AC12 formations, drawn based on the wellbore data interpolation method (a) and complex data analysis (b)



OLGA®

проектирование и эксплуатация
систем добычи

www.olgaworld.com

Реклама

- Стабильность потока и минимальное время простоя при остановке/пуске скважины и трубопровода, прочистке, сбросе давления
- Снижение риска блокировок гидратами, парафинами и асфальтенами; минимизация последствий блокировки
- Эффективная эксплуатация промысла на основе постоянно действующей модели многофазных потоков в скважине, системе сбора и транспорта продукции

be dynamic

SPT GROUP

www.sptgroup.com

119311 Россия, Москва,
пр-т Вернадского, 8А, башня А,
Тел: + 7 495 798 86 66
e-mail: agr@sptgroup.com



В целом новая карта прогнозных эффективных нефтенасыщенных толщин существенно отличается от ранее использовавшейся (см. рис. 3) и при прочих равных условиях является более достоверной, поскольку при ее построении, помимо скважинных данных, использовались результаты сейсморазведки 3D и учитывались особенности осадконакопления пластов.

Выводы

1. Эффективность прогноза развития коллекторов достигается благодаря детализации геологической модели за счет комплексного анализа информации о месторождении: представлений об осадконакоплении пластов, скважинных данных, результатов сейсморазведочных работ 3D.
2. Использование рассмотренного подхода позволяет минимизировать риски при эксплуатационном бурении, эффективнее планировать мероприятия по доразведке месторождения.

Список литературы

1. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-лит-мологический аспект/Ю.Н. Карагодин, С.В. Ершов, В.С. Сафонов [и др.] – Новосибирск: СО РАН НИЦ ОИГМ, 1996 – 252 с.
2. Прогнозирование нефтегазоносности в низкопроницаемых коллекторах клиноформных осадочных образований нижнего мела в Кондинско-Приобской нефтегазоносной зоне/Т.В. Крючкова, В.П.Игошкин, В.П. Куклин, Г.И. Давиташвили// SPE 116955. – 2008.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 259 с.



Эта статья была опубликована в Научно-техническом вестнике ОАО «НК «Роснефть», №1, 2010 г., с.20 – 28; ISSN 2074-2339, и заняла 1-е место в конкурсе на лучшую публикацию 2010 г. Напечатано с разрешения редакционной коллегии.

This article was published in the NK Rosneft Scientific and Technical Newsletter (Nauchno-tekhnicheskii Vestnik OAO "NK "Rosneft", No.1, 2010, pp. 20-28; ISSN 2074-2339) and won the 1-st prize in the 2010 competition for the best publication in the newsletter. Printed with permission from the Editorial Board.

for two large facies zones: deep-water and shelf-type. Maximum correlations with the net oil reservoir thicknesses, for the deep-water area, were achieved when the using attributes "Average value for the envelope line" and "Minimal value for the cube of seismic amplitude" for the shelf area. Using the derived dependencies thickness-to-attribute, the attributes maps were recalculated into net reservoir thickness maps.

Using the same method, maps of the initial oil-filled thicknesses were drawn for all six formations: $AC_{10}^{0(2)}$, AC_{10}^{1-3} , AC_{11}^0 , AC_{11}^1 , AC_{12}^{0-1} and AC_{12}^{2-5} . Maximum net reservoir thicknesses are off-set in relation to wells 617P, 1013P northwards, towards the area confined with wells 616P, 1017P and 1015P (fig. 3). As a result the well cluster drilling priorities were adjusted for the next 5 years. Thus, the cluster near wells 617P and 1013P, which were earlier classified as promising (see fig. 3, a) fall within an unfavorable area. Tapping increased thicknesses is expected in a narrow strand along the line of wells 1015P, 1010P and 420P.

Overall, the new map of forecasted net oil stratum differs significantly from the one previously used (see fig. 3) and under otherwise equal conditions are more reliable because during its construction 3D seismic data was used and the well data and reservoir sedimentation features were considered.

Conclusions

1. In order to accurately forecast the potential for reservoir development, it is important to analyze the geological model, deposit information, reservoir sedimentation, wellbore data and 3D seismic results.
2. By using the approach reviewed in this article, risks would be minimized during drilling and planning for additional field exploration becomes more effective.

List of Literature

1. Priob oil-bearing zone of Western Siberia: Systematic lithological aspect/Y.N. Karagodin, S.V. Yershov, V.S. Safonov [and others] – Novosibirsk: SD RAS SRC UIGGM, 1996 – 252 p.
2. Forecasting oil and gas occurrence in low-permeability reservoirs of clinoform sedimentary formations of lower Cretaceous in Kondinsky-Priob oil and gas bearing zone/T.V. Kryuchkova, V.P. Igoshkin, V.P. Kuklin, G.I. Davitashvili// SPE 116955. – 2008.
3. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand packages – lithological traps of oil and gas. – L.: Nedra, 1984. – 259 p.