



Применение нового концептуального подхода к использованию данных ГИС в горизонтальных и сильно искривленных скважинах

Rosneft: New Approach to Well Logging Data in Horizontal and Deviated Wells

Л.Д. Елисеева (ООО «РН-Шельф-Арктика»),
Г.С. Стунжа, К.О. Шмыгля (ООО «РН-Эксплорейшн»),
А.А. Бовыкин (ПАО «НК «Роснефть»)

Введение

В последние десятилетия объем бурения горизонтальных скважин (ГС) с большим отходом от вертикали неуклонно растет. Геолого-геофизическая информация, полученная по результатам бурения таких скважин, традиционно использовалась лишь для качественной оценки вскрытых отложений, а все количественные геолого-геофизические параметры для оценки объекта в целом рассчитывались только по вертикальным скважинам.

С появлением аппаратуры для полного комплекса ГИС в горизонтальных скважинах стало возможным определение количественных параметров пласта. Однако в основном для этого используются

L.D. Eliseyeva (RN-Shelf-Arctic LLC),
G.S. Stunzha, K.O. Shmyglya (RN-Exploration LLC),
A.A. Bovykin (Rosneft PJSC)

Introduction

Horizontal and extended reach drilling has been steadily growing over the last decades. The geological and geophysical data acquired as a result of such drilling has traditionally been used to evaluate the quality of the drilled sediments. The total field and prospect parameters were obtained and calculated based on data from vertical wells.

With the advent of the complete well logging (WL) equipment for horizontal wells, it became possible to assess the quantitative parameters of the well. However the basic curves are primarily used for that purpose, which results in significant errors specifically due to the strong impact of the neighbouring formations on the tool readings

исходные кривые, что приводит к значительным ошибкам, в частности из-за сильного влияния близлежащих пластов на показания приборов во вскрытых отложениях. Кроме того, моделирование с целью подсчета запасов и последующего прогноза добычи, как правило, основано на алгоритмах пространственного анализа, использующих информацию как о горизонтальной, так и о вертикальной вариативности свойств. Данных о вертикальной вариативности свойств исследования ГС практически не дают, зато, в отличие от исследований скважин с малым отходом от вертикали, позволяют уточнить латеральное распространение пластов и их свойств. При этом в случае вертикальной скважины свойства вскрытых отложений одинаково распространяются на достаточно большой радиус (первые десятки – сотни метров) от скважины коаксиально-цилиндрически во всех направлениях с учетом пластовой структуры, тогда как свойства по ГС могут распространяться лишь латерально вдоль ее траектории, поскольку положение границ пластов даже на малом удалении от скважины по вертикали определить невозможно. Эта проблема усугубляется с увеличением отхода от вертикали, при геологической изменчивости, а также в сложнопостроенных месторождениях (клиноформенных, русловых и др.). С учетом неопределенности сейсмических данных по вертикали привязка данных горизонтальной скважины к результатам сейсмических исследований также осложнена.

Особенности проведения геофизических исследований в горизонтальных скважинах

Стандартные методики подсчета запасов предполагают наличие определенных входных параметров, часть из которых трудно определить с достаточной степенью достоверности по данным геофизических исследований горизонтальных скважин. К таким параметрам относятся, например, эффективные нефте- и газонасыщенные толщины. В случае неперпендикулярного входа в продуктивный пласт его толщина TST (true stratigraphic thickness – «истинная стратиграфическая толщина») рассчитывается через проходку по пласту и синус угла, под которым скважина его пересекает, определяемый по данным имиджеров LWD.

Неопределенность в такой оценке угла тем больше, чем больше проходка по конкретному пласту (рис. 1), что приводит к неопределенности в определении толщин. Кроме того, в случае изменчивости толщины пласта вдоль траектории скважины либо пересечения скважиной кровли и подошвы пласта под разными углами неизвестно, какую из толщин А или В (см. рис. 1) следует использовать в качестве подсчетного параметра при пространственных построениях. К тому

in the drilled sediments. Furthermore, modeling for the reserves estimate and subsequent production forecast is generally based on the dimensional analysis algorithms, utilizing both the horizontal and vertical properties. Horizontal well (HW) logging does not actually produce data on vertical properties but, unlike the insignificantly deviated wells logging, it allows us to determine the formations lateral spread and to determine their properties. In case of a vertical well, the properties of the drilled sediments spread uniformly for a considerably large radius (the nearest tens to hundreds meters) from the wellbore in a coaxial-cylindrical manner. They spread in all directions consistent with the formation structure, while the HW properties can only spread laterally along its path as the formation boundary position cannot be determined, even in case of a slight vertical deviation. This problem worsens with an increase in vertical deviation, geological variability and in the complex formations (clinoform, channel, etc.). Given the uncertainty of seismic data on vertical wells, the horizontal well seismic survey data is also a challenge.

Special Aspects of Horizontal Well Logging

The standard reserve estimate methods assume the availability of relevant input parameters, some of which could hardly be determined with significant confidence using the horizontal well logging data. Such parameters in particular include net oil and gas saturated thicknesses. In case of a non-perpendicular reservoir entry its thickness

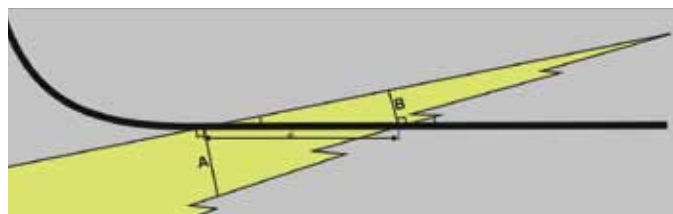


Рис. 1. Определение толщины пласта, вскрытого горизонтальной скважиной

Fig.1. Determining a the thickness of a horizontal section

TST (true stratigraphic thickness) is calculated by the formation penetrated and angle sinus at which the wellbore crosses the formation determined by the LWD imager data.

Uncertainty in the evaluation of such an angle grows with the increased penetration of a specific formation (Fig. 1), which leads to uncertainty when trying to determine the thickness. Moreover in case of the variable formation thickness along the wellbore path or if a wellbore crosses the formation top or bottom under different angles, it is unknown whether the thickness A or B (refer to Fig. 1) should be used as an estimate parameter for plotting dimensionally. In addition, if a wellbore crosses only the top or bottom of the formation, the thicknesses cannot be determined in principle. Thus development of the net thickness maps frequently used for reserve estimation using the HW data is impossible.

же, если скважина пересекает только кровлю или подошву пласта, то определить толщины в принципе нельзя. Таким образом, по данным исследований ГС невозможно построение карт эффективных толщин, часто применяемых при подсчете запасов.

Положение флюидальных контактов также определить нельзя, поскольку в случае единого плоского контакта в залежи ГС пройдет параллельно ему. С другой стороны, поскольку горизонтальные скважины, как правило, относятся к эксплуатационному фонду и бурятся на разных этапах разработки месторождения, информация, полученная в ГС, позволяет оценить распределение начальной насыщенности под действием капиллярных явлений или ее изменение в процессе разработки. На рис. 2 приведен пример прорыва воды по средней части пласта, представленной породами с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, тогда как соседние интервалы пласта еще не обводнились, хотя и были затронуты разработкой. Такую информацию, изменившую представление о поведении флюидов в пласте, нельзя получить при исследовании одной вертикальной скважины. Так, скв. 1 на рис. 2 вскрыет нефтяную зону только верхнего пласта, а скв. 2 – всех трех пластов, что не позволит сразу обнаружить неравномерный подъем контакта.

Рис. 3. Геометрия системы горизонтальная скважина – пласт

Вторым источником неопределенности является неприменимость методик количественной оценки свойств пластов по данным ГИС без их специальной обработки. Это связано с усложнением геометрии системы скважина – пласт, влияющим на показания регистрируемых при ГИС физических величин и приводящим к нечетким каротажным характеристикам границ пластов и других неоднородностей разреза (например, конкреций сцементированных песчаников). Как показано на рис. 3, при пересечении пласта под небольшим углом область исследования каротажных приборов будет включать несколько пластов, и сама скважина может частично находиться в одном пласте, частично – в другом. Без информации о геологическом строении и особенностях залегания пластов невозможно определить, какой из них больше влияет на показания интегрального прибора. Существенное влияние на регистрируемые данные оказывают переслаивание и особенности вмещающих пород. В отличие от вскрытия пластов вертикальной скважиной

The fluid contacts position also cannot be determined because in case of a single flat contact in a formation the HW will pass parallel to it. On the other hand, since the horizontal wells belong primarily to the production well stock and are drilled at different field development phases, data acquired in a HW enables evaluation of the initial saturation distribution under the capillary phenomena or its change in the course of development. Fig. 2 features an example of the water breakthrough in the middle part of reservoir represented by formation with better reservoir properties while the neighbouring reservoir intervals are not watered - even though they have been affected by development. Such information which changes the perception of the formation fluids behaviour cannot be obtained through logging one vertical well. For instance the well 1 on Fig. 2 will only penetrate the upper reservoir zone, but the well 2 will penetrate all three horizons and that will not allow immediate detection of the formations uneven elevation.

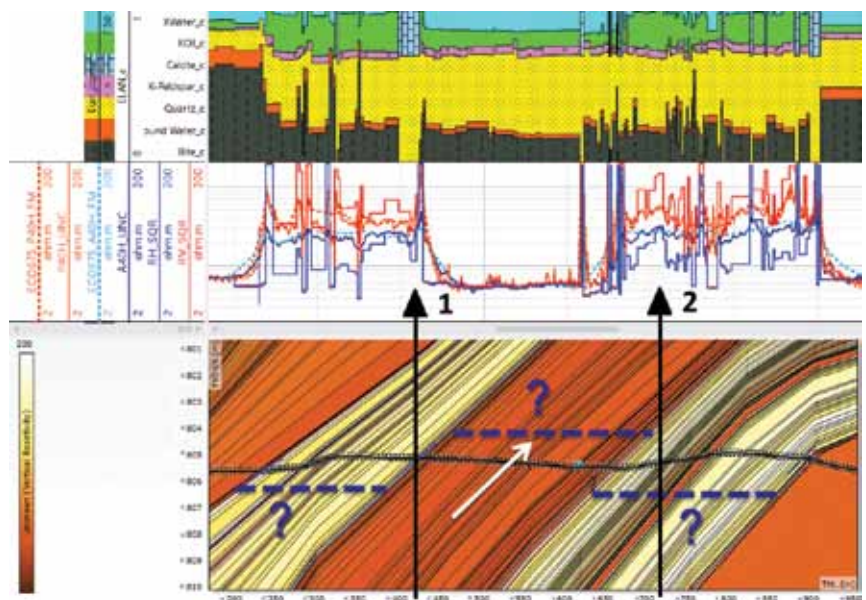


Рис. 2. Изменение положения контакта в пласте, выявленное в горизонтальной скважине

Fig. 2. Change of the contact position in a reservoir found in a horizontal well

The second source of uncertainty is the inapplicability of the horizon properties quantitative evaluation methods based on the WL data without a special processing. That is because of the wellbore-reservoir system geometry complexity impacting the physical value readings obtained in the course of WL and resulting in unclear logging characteristics of the reservoir boundaries and other cross-section non-uniformities (for instance, consolidated sandstone concretions). As seen on Fig. 3, when a formation is crossed at a shallower angle the logging tool survey field will include several formations and the well itself could be placed partly in one formation and partly in the other. It is impossible to judge which formation will impact the integral tool readings more

IV ежегодный конгресс и выставка

СПГ 2017 конгресс РОССИЯ

15–17 марта, Москва

Организатор: VOSTOCK CAPITAL

Среди докладчиков и участников 2017:



Кирилл Молодцов,
заместитель
Министра
энергетики РФ



Евгений Кот,
генеральный директор,
Ямал СПГ



Сергей Густов,
генеральный директор,
Газпром СПГ
Санкт-Петербург



Марк Джетвей,
финансовый директор,
заместитель председа-
теля правления и член
совета директоров,
НОВАТЭК



Сергей Соловьев,
генеральный директор,
Арктик СПГ-2



Михаил Лихачев,
генеральный
директор, Газпром
газомоторное
топливо

- Возможности расширения проекта «Сахалин-2» и строительства 3-й технологической линии. Какие преимущества по монетизации газа на шельфе о. Сахалин такое расширение обеспечит?
- Позиция операторов проекта «Сахалин-1» и планы по реализации проекта «Дальневосточный СПГ». Существует ли объективная возможность взаимодополняемой реализации обоих проектов?
- Арктические СПГ проекты. «Ямал СПГ», «Арктик СПГ – 2», «Печора СПГ» – обзор текущей ситуации, какие проекты на стадии проработки, какие начнут реализовываться, какие строятся?
- **Рынки экспорта** и конкурентоспособность российского СПГ. СПГ и трубопроводный газ.

www.Ingrussiacongress.com

events@vostockcapital.com

+44 207 394 30 90

+7 (499) 505 1 505

Среди постоянных партнеров и спонсоров:

KVERNER

KBR

SVIT
Transfer complete

TELECOM
ГРУППА КОМПАНИЙ

SIAD

GTT
Expert in LNG

DNV-GL

НЕФТО
МАШ

CRYO
STAR

MRTS

CHART

RED
BOX
ENERGY
SERVICES

ITT
ENGINEERED FOR LIFE

MOL
Mitsui O.S.K. Lines

NEC

FMC Technologies

SHELL

SIEMENS

Technip

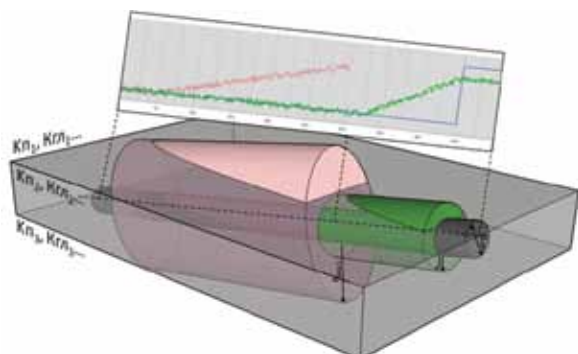


Рис. 3. Геометрия системы горизонтальная скважина – пласт

Fig. 3. Geometry of the horizontal well – horizon system

в горизонтальных скважинах анизотропия, в разной степени свойственная практически всем геологическим разностям, значительно в большей степени отражается на каротажных данных, что является одной из ключевых проблем для прогноза характера насыщения и динамических свойств объектов исследования. Форма стенок и геометрия горизонтальной скважины в значительной мере определяют необходимые поправки на условия измерения в показания методов ГИС. Желобы, вывалы, овализация, уступы и другие осложнения формы ствола должны тщательно учитываться и контролироваться при помощи данных азимутальной калвернометрии и других методов LWD.

Все перечисленные факторы усугубляются различием в объеме исследуемых пород для каротажных приборов и их индивидуальных зондов (для многозондовых модификаций). Показания приборов с большей глубиной исследований будут характеризовать средние свойства разных пород, находящихся на некотором удалении от скважины, а с меньшей – соответствовать породам в непосредственной близости от стенки скважины. При ортогональном пересечении границ пластов скважиной латеральные вариации литологического состава и свойств исследуемых отложений в пределах разрешающей способности всех методов комплекса, как правило, пренебрежительно малы, что позволяет комплексовать показания различных методов для оценки глинистости, пористости и других параметров пласта. В случае близкого к параллельному расположения геологических границ относительно оси прибора это допущение, а соответственно и основанные на нем методики совместной интерпретации данных ГИС часто неприменимы. Таким образом, для получения адекватных параметров пород в скважине и непосредственной близости от нее и уточнения положения границ геологических тел необходимы использование азимутальных методов исследований, позволяющих учесть трехмерное

without information about the geological structure and bedding peculiarities.

The recorded data are significantly impacted by interbedding the particulars of the adjacent formation. Unlike the formation penetrated by a vertical well, in horizontal wells the anisotropy, which in a varying degree is typical to almost all geological differences, is significantly more reflected in the logging data. This is one of the key problems for the fluid content and studied zone dynamic properties forecast. The wellbore wall profile and geometry to a large extent determine the measurement condition adjustments of the WL methods. The key seats, breakouts, hole shoulders and other wellbore geometry complications should be thoroughly detected and controlled by the azimuthal caliper logging and other LWD methods.

All the above factors are affected by the difference of the surveyed rock volume for the logging tools and their individual probes (for the array versions). Readings of the deeper logging tools will characterize the average properties of different formations located in at various distances from the wellbore, and to a smaller extent correspond with same in the wellbore wall proximity. In case of an orthogonal formation crossing the wellbore the lateral variations of the lithological composition and properties of the surveyed sediments within the resolution capability of the entire methods array are, as a rule, negligible. This allows you to compensate for the different method readings for assessment of shaliness, porosity and other formation parameters. In case the geological boundaries position relative to the tool axis is close to parallel, that assumption and accordingly the joint WL data interpretation methods based on that are frequently inapplicable.

In order to obtain adequate formation parameters in a well and its immediate proximity, as well as more accurately determine the geological boundaries, azimuthal logging methods need to be used. This allows us to take into consideration the 3D spatial distribution of the formations, as well as generating new approaches and software solutions in order to reduce uncertainty.

New Approach to the Horizontal Well Logging Data Application

In recent years the aforementioned problems have been widely discussed and software and methodological approaches to address are being developed. One of those approaches was used in the course of logging the wells with very lengthy horizontal sections drilled offshore off Sakhalin Island. The study zone was the terrigenous sediments of the Nutovo formation. The following software packages were used in the course of work: Petrel (including Geosteering module) and Techlog (module 3D Petrophysics).



MIOGE
Moscow

ufi
Approved
Event

14-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

14th INTERNATIONAL

OIL & GAS

EXHIBITION

27–30 июня / June 2017

МОСКВА • МВЦ «КРОКУС ЭКСПО»
MOSCOW • CROCUS EXPO IEC

www.mioge.ru

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



RPGC
Moscow

13-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

13th RUSSIAN

PETROLEUM & GAS CONGRESS

27–29 июня / June 2017

МОСКВА • МВЦ «КРОКУС ЭКСПО»
MOSCOW • CROCUS EXPO IEC

www.oilgascongress.ru

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY



ITE MOSCOW

+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru

www.mioge.ru

ITE GROUP PLC

+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com

www.mioge.com

пространственное распределение объектов и их свойств, разработка новых методических подходов и программных решений для снижения неопределенности и компенсации влияния скважины и близлежащих пород, а также для эффективной интеграции геолого-геофизической информации различных масштабов.

Новый подход к использованию данных исследований горизонтальных скважин

В последние годы перечисленные проблемы широко обсуждаются, для их решения создаются программное обеспечение и методические подходы. Один из таких подходов был применен при проведении исследований в скважинах с очень большими длинами горизонтальных секций, пробуренных на шельфе Сахалина. Объектом исследования являлись терригенные отложения нутовской свиты. В ходе работы использовались такие программные продукты, как Petrel (в том числе модуль Geosteering) и Techlog (модуль 3D Petrophysics).

Основной принцип данного подхода заключается в комплексировании разномасштабных данных (рис. 4). Так, основное представление о геологическом строении продуктивных отложений, полученное на основании сейсмических данных 1 используется для создания базовой геолого-геофизической модели 2. На основании этой модели проектируются траектории скважин и выполняется предварительный прогноз свойств до начала бурения. При получении новых данных каротажа как в процессе бурения, так и из памяти приборов проводятся корректировка в интервалах, пройденных скважиной, и пересмотр прогнозов для еще не вскрытых интервалов. Положение границ геологических тел уточняется путем сравнения прогнозных и зарегистрированных каротажных данных и постоянного обновления разреза вдоль траектории скважины в геонавигационном программном обеспечении 3. По результатам всестороннего анализа получаемой информации может быть принято решение об изменении геологических целей, плановой траектории и схемы заканчивания скважины.

Таким образом, уже в процессе бурения уточняется геологическая концепция, которая служит основой для создания крупномасштабного разреза в программных приложениях, использующих численные методы решения прямой задачи различных методов ГИС с учетом особенностей залегания вскрытых отложений 4. Применение специальных форматов визуализации позволяет интегрировать различные типы данных, такие как структурные модели разреза на основе сейсмике совместно с границами геологических объектов, подтвержденными при сопровождении

The basic principle of this approach is the different scale of data integration (Fig. 4). For example, the general understanding of the producing sediments structure obtained on the basis of seismic data 1 is used for generating the base geological and geophysical model 2. By virtue of that model the wellbore path is designed, and preliminary property forecast is made, before drilling. Once new logging data is acquired while drilling and from the tool memory, corrections are made in the intervals penetrated by the drill, as well as forecasts done for the sections that have not been drilled. The geological body boundaries position is more precisely determined through comparison of the predicted and actually recorded logging data and continuous cross-section along the wellbore path update in the geosteering software 3. Based on results of the acquired data, as well as comprehensive analysis a decision could be made on the geological targets, target path and well completion design.

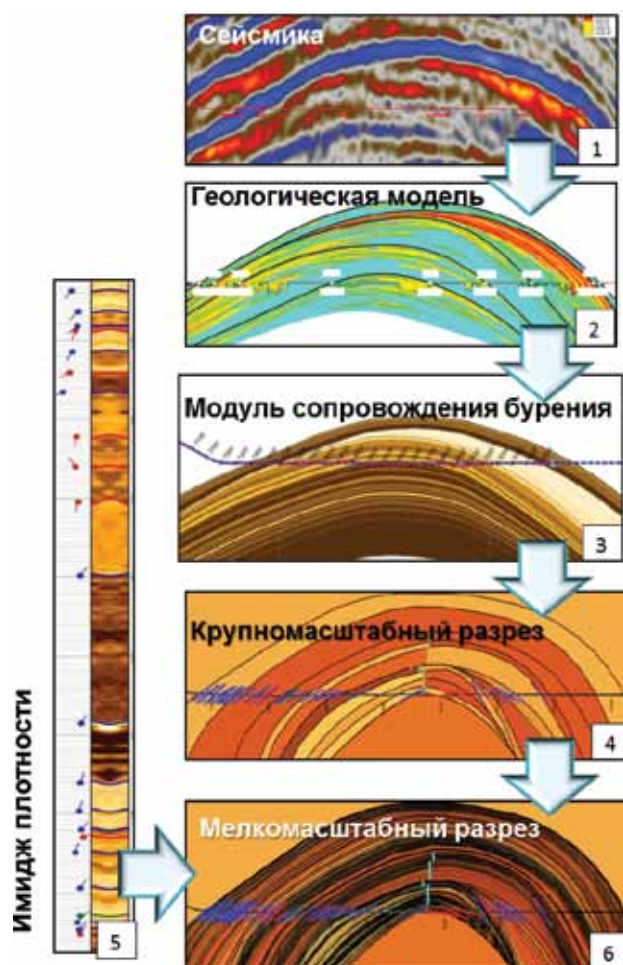


Рис. 4. Схема подхода к использованию геолого-геофизической информации в условиях разработки месторождения горизонтальными скважинами
Fig. 4. Approach to the geological and geophysical information application for the field development with horizontal wells

бурения, и результаты интерпретации имиджеров ГИС в процессе бурения 5 для построения мелкомасштабной модели разреза 6 (см. [рис. 4](#)). Стоит отметить, что этот процесс не автоматизирован, и на данном этапе построение всех геологических границ выполняется вручную.

Следующим этапом обработки является создание ступенчатой модели геофизических свойств путем присвоения каждому прослою значения геофизического параметра (естественная радиоактивность, плотность и фотоэлектрический фактор, нейтронная пористость, вертикальное и горизонтальное сопротивления) и расчет синтетических каротажных кривых с применением алгоритмов решения прямой задачи на основании этой слоистой модели. Качество моделирования проверяется сопоставлением расчетных и зарегистрированных в скважине кривых. Модель корректируется до достижения удовлетворительной сходимости путем итеративной настройки распределения свойств и положения границ. Проекция геофизических параметров на траекторию скважины в виде ступенчатых кривых является исходным материалом для петрофизической интерпретации. При этом они будут отражать свойства пород, не искаженные влиянием скважины и близлежащих геологических объектов. Использование ступенчатых кривых, полученных в результате описанного процесса обработки, позволяет обоснованно применять единую петрофизическую интерпретационную модель как для вертикальных, так и для горизонтальных скважин. Следует отметить, что этот процесс требует от геофизика-интерпретатора понимания не только поведения каротажных кривых в зависимости от литологии, пористости и флюидонасыщения в скважине и непосредственной близости от нее, но и особенностей траектории и геометрии ствола скважины. Подобная работа является итеративной и на всех этапах должна проводиться в условиях тесного взаимодействия геолога и петрофизика во избежание ошибок интерпретации. Пример эффективного использования данной методики показан на [рис. 5](#).

Стандартная интерпретация необработанных данных LWD предполагала наличие нефтенасыщенного коллектора, но результат визуализации скважины и разреза и построения слоистой модели для решения прямой задачи позволил сделать вывод о наличии

Thus the geological concept is updated during the course of drilling, which is the basis for a large-scale cross-section generation in the software applications utilizing the numerical methods for solution of the direct task for different WL methods in line with particularities of the penetrated sediments bedding 4. Application of special visualization formats enables integration of different types of data such as the cross-section structural models based on seismic data jointly with the geological play boundaries confirmed in the course of the drilling support and LWD imager interpretation results 5 for the small-scale cross-section model generation 6 (refer to Fig. 4). It should be noted that the process is not automated and at this stage all geological boundaries are mapped manually.

The next stage of processing is the creation of a detailed model of geophysical properties by attributing a geophysical parameter (natural radioactivity, density and photoelectric factor, neutron porosity, vertical and horizontal resistivity) to each interlayer and calculating synthetic logging curves using algorithms based on this layered model. The modeling quality is verified by comparison of curves estimated and recorded in a well. The model is corrected to achieve satisfactory convergence by means of an interactive tuning of the property distribution and boundary positions. The geophysical parameter projections on the well path in the form of the step-like curves serve the baseline data for the petrophysical interpretation. In that case, they will reflect the rock properties and be undistorted by the wellbore and neighboring geological plays. Use of the step-like curves, obtained by means of the abovementioned process, allows the justified application of an integral petrophysical interpretation model both for the vertical and horizontal wells.

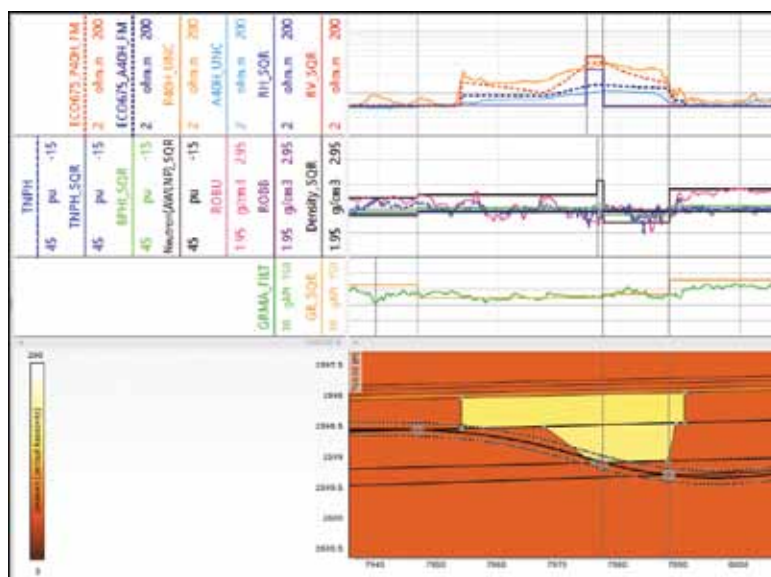


Рис. 5. Идентификация локальной неоднородности за счет применения слоистой модели

Fig. 5. Local non-uniformity identification by application of a layered model

плотного песчаника с карбонатным цементом, который повышает показания методов удельного электрического сопротивления, даже если он не вскрыт скважиной.

Таким образом, при построении корректной слоистой геолого-геофизической модели вдоль траектории скважины важна любая информация о трехмерном распределении геофизических свойств, зарегистрированных в скважине. Одной из особенностей аппаратных комплексов ГИС в процессе бурения является возможность регистрации данных различных методов исследований в режиме азимутального замера – пространственно-ориентированных массивов из нескольких замеров на одной глубинной точке. По степени азимутальной дискретизации данные каротажа в процессе бурения значительно изменяются от высокоразрешающих 64-секторных имиджей до квадрантов – четырех базовых кривых, ориентированных вверх, вниз, вправо и влево относительно оси скважины.

При применении описанных подходов, связанных с решением прямой задачи ГИС численными методами, существует возможность расчета синтетических высокоразрешающих имиджей гаммакаротажа и плотностного каротажа, а также плотностного каротажа по четырем квадрантам. Поэтому в процессе настройки слоистой модели необходимо минимизировать ошибку в восстановлении всех четырех или

It should be noted that the process requires not only understanding of the behaviour logging curves in line with lithology, porosity and fluid saturation in a well and immediately adjacent area by the interpreting petrophysicist, but also of the wellbore path and geometry particularities. This kind of work is interactive and at all stages shall be conducted in close interaction between a geologist and petrophysicist so that interpretation errors are avoided. Please refer to [Figure 5](#) for an example of efficient use of this technique.

Standard interpretation of unprocessed LWD data assumed the presence of an oil-saturated reservoir, but the results of the well and cross-section visualization, as well as layered model generation allowed us to come to the conclusion that the presence of tight sandstone with a carbonate cement which elevates readings of the electrical resistivity tools even if it is not penetrated by well.

Therefore there is a need for a correct layered geological model of the well path, and any information regarding the 3D properties recorded in the well are also important. One of the specific features of LWD tool assembly is the capability of recording the different survey method data in the azimuthal logging mode – spatially aligned arrays of different measurements at a common depth point. In terms of the azimuthal sampling the LWD varies from the high-resolution 64-sector images to quadrants – four base curves directed up, down, right and left relative to the wellbore axis.

When applying the described approaches associated with the WL direct problem solution by numerical methods there is a

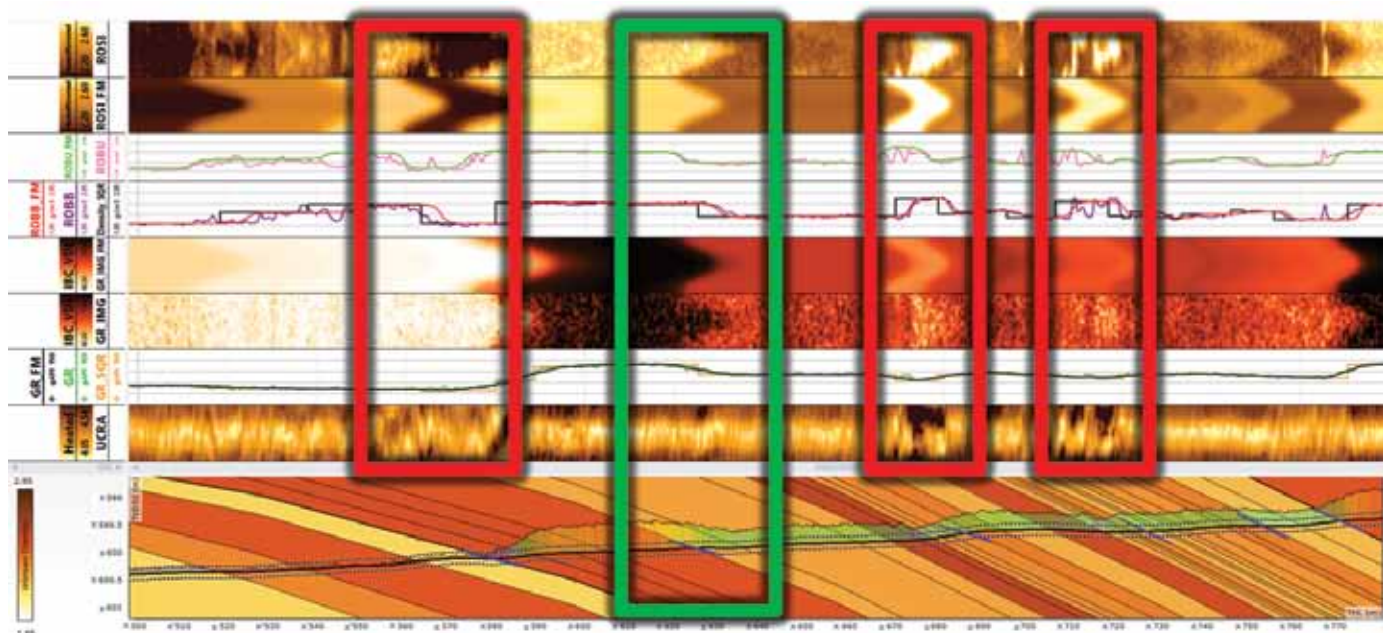


Рис. 6. Создание синтетических азимутальных кривых в модуле 3DP: синими линиями отмечены углы, определенные по имиджу плотности

Fig. 6. Creation of synthetic azimuthal curves in 3DP module: blue lines reflect the angles determined by the density image

более азимутальных кривых, поскольку средняя интегральная объемная плотность не отражает реального изменения свойств пересекаемых пластов. При этом важно учитывать данные азимутальной кавернометрии (UCRA), поскольку состояние ствола скважины напрямую влияет на качество регистрируемых азимутальных кривых плотности (рис. 6). На рис. 6 красным цветом выделены участки разреза, характеризующиеся резкими изменениями диаметра и формы скважины, что затрудняет подбор оптимальных свойств в слоистой модели для удовлетворительного схождения реальных и синтетических кривых.

К сожалению, в настоящее время отсутствует возможность автоматизированного учета имиджа каверномера при обработке кривых ГИС, поэтому одной из задач интерпретатора должна быть оценка влияния состояния ствола скважины и подбор наиболее достоверных свойств элементов разреза на несовершенных участках скважины. При этом в части разреза, выделенной на рис. 6 зеленым цветом, видно, что определение угла по имиджу плотности не всегда достоверно, тогда как применение алгоритмов решения прямой задачи для кривых плотности по верхнему и нижнему квадрантам позволяют уменьшить неопределенность в оценке угла пересечения пласта и скважины и скорректировать положение геологических границ.

Детальность слоистой геофизической модели, обеспечивающая получение корректных данных исследований скважин для последующей интерпретации, зависит от свойств разреза, геологических и петрофизических задач, полноты комплекса ГИС, специфических рисков и должна подбираться индивидуально для каждой скважины. При этом общие принципы и последовательность действий остаются неизменными. Результаты геолого-геофизической интерпретации с применением модели оптимальной детальности вдоль траектории ствола скважины на разных этапах ее строительства или переинтерпретации данных передаются в базовую геологическую модель для геометрической корректировки и уточнения пространственного распределения свойств пород на основании данных горизонтального бурения. При этом интеграция и синхронизация разномасштабных геолого-геофизических моделей и тесное междисциплинарное взаимодействие специалистов являются ключевым условием успешного применения предложенного подхода и повышения эффективности использования современного, часто дорогостоящего высокотехнологичного оборудования.

possibility of calculating high resolution gamma and density logging images, as well as the four quadrant density log.

This is why, when adjusting the layered model, it is necessary to reduce errors in at least four or more azimuthal curves as the volume density does not reflect the actual change of the drilled section. We must also consider the azimuthal caliper log data (UCRA) because the wellbore diameter and profile changes. This complicates layered properties of the model.

Unfortunately at this point there is no possibility of producing an image from an automated caliper tool while processing the WL curves. This is why one of the objectives of the interpreter should be to evaluate the wellbore condition and select the most credible cross section in the incomplete wellbore. Moreover, the cross section highlighted in green on Fig. 6 shows that the angle determined by the density image is not always credible. This is due to crossing of the wellbore angle and the adjusting of other geological boundaries

The layered geophysical model degree of detail which enables us to correct well logging data acquisition for further interpretation, depends on the cross-section properties, geological and petrophysical objectives, WL assembly completeness and should be selected individually for each particular well. On this basis, the common principles and sequence of actions remain constant. The results of the geological and geophysical interpretation, with the application of an optimal activity model along the wellbore path at different stages of its construction, or data re-interpretation should be transferred to the base geological model for the geometrical correction and rock property spatial distribution adjustment based on the horizontal drilling. Integration and synchronization of the different scale geological and geophysical models and close inter-discipline interaction of experts is the key condition for a successful application of the proposed approach and modern and frequently costly equipment usage efficiency improvement.

Conclusions

1. Lack of information concerning the vertical cross-section variability and complex geometry of the wellbore-formation system limits the application of data acquired in the extended reach drilling wells.
2. In order to reduce uncertainty in the horizontal well logging content and interpretation, we should introduce hardware and software packages that record azimuthal measurements and 3D WL problems.
3. The standard approach integrating geological and geophysical information, as well as the interaction between experts, requires us to adjust and adapt to the complex geological conditions when drilling horizontal wells. The latest software and tools can aid this and allow more efficient decision making.

Выводы

1. Отсутствие информации о вертикальной вариативности разреза и усложнение геометрии системы скважина – пласт в горизонтальных скважинах ограничивают возможность использования данных, полученных в скважинах с большим отходом от вертикали, с применением стандартных подходов к интерпретации геолого-геофизических данных.
2. Для повышения информативности и снижения интерпретационных неопределенностей исследований горизонтальных скважин требуется внедрение программно-аппаратных комплексов, обеспечивающих регистрацию и учет азимутальных замеров с возможностью быстрого решения прямых трехмерных задач ГИС.
3. Стандартный подход к интеграции геологогеофизической и технологической информации и уровень взаимодействия специалистов различных дисциплин требуют корректировки и адаптации к сложным геолого-геофизическим условиям горизонтального бурения для оптимизации информационных потоков, усовершенствования программных и методических инструментов для принятия максимально эффективных решений.

Список литературы

1. Inversion-based method for interpretation of logging-while-drilling density measurements acquired in high-angle and horizontal wells / A. Mendoza [et al.] // Geophysics. – 2012. – V. 77(4).
2. Шмыгля К.О. Обзор проблем и особенностей данных ГИС, ПГИ и методик их обработки и интерпретации в условиях горизонтальных и сильноискривленных скважин // Тезисы докладов XII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». – 18–21 сентября 2012. – Геленджик. – С. 60.
3. Petrophysics in high angle and horizontal wells / D. Maggs [et al.] // GEO ExPro. – 2014. – February. – P. 60–62.
4. Griffiths R. Well Placement Fundamentals. – Schlumberger, 2009.

Рекомендации

1. Mendoza A. et al., Inversion-based method for interpretation of logging-while-drilling density measurements acquired in high-angle and horizontal wells, Geophysics, 2012, V. 77(4).
2. Shmyglya K.O., Obzor problem i osobennostey dannykh GIS, PGI i metodik ikh obrabotki i interpretatsii v usloviyakh gorizonta'nykh i sil'noiskrivlennykh skvazhin (Overview of problems and features of log data and methods of its processing and interpretation in terms of horizontal and highly deviated wells), Proceedings of

Reference List

1. Inversion-based method for interpretation of logging-while-drilling density measurements acquired in high-angle and horizontal wells / A. Mendoza [et al.] // Geophysics. – 2012. – V. 77(4).
2. K.O. Shmyglya Review of the WL, PWL data problems and its processing and interpretation for the horizontal and dog-legged wellbores // Abstracts for XII applied science conference “Geology and development of fields with hard-to-recover reserves”. – 18–21 September 2012 – Gelendzhik. – P. 60.
3. Petrophysics in high angle and horizontal wells / D. Maggs [et al.] // GEO ExPro. – 2014. – February. – P. 60–62.
4. Griffiths R. Well Placement Fundamentals. – Schlumberger, 2009.

References

1. Mendoza A. et al., Inversion-based method for interpretation of logging-while-drilling density measurements acquired in high-angle and horizontal wells, Geophysics, 2012, V. 77(4).
2. Shmyglya K.O., (Overview of problems and features of log data and methods of its processing and interpretation in terms of horizontal and highly deviated wells), Proceedings of XII nauchno-prakticheskaya konferentsiya (Geology and development of deposits with hard to recover reserves), 18-21 September 2012, Gelendzhik, p. 60.
3. Maggs D. et al., Petrophysics in high angle and horizontal wells, Proceedings of GEO ExPro, February 2014, pp. 60–62.
4. Griffiths R. Well Placement Fundamentals. – Schlumberger, 2009. ■

XII nauchnoprakticheskaya konferentsiya “Geologiya i razrabotka mestorozhdeniy s trudnoizvlekamymi zapasami” (Geology and development of deposits with hard to recover reserves), 18-21 September 2012, Gelendzhik, p. 60.

3. Maggs D. et al., Petrophysics in high angle and horizontal wells, Proceedings of GEO ExPro, February 2014, pp. 60–62.

4. Griffiths R. Well Placement Fundamentals. – Schlumberger, 2009.

Статья опубликована в научно-техническом Вестнике ОАО «НК «Роснефть» № 3, 2016 г., стр. 32; ISSN 2-74-2339. Публикуется с разрешения редакции.

The article was published in the ROSNEFT Scientific and Technical Newsletter (Nauchno-technicheskiy Vestnik ОАО “NK “Rosneft”) No.3, 2016, pp.32. Printed with permission from the Editorial Board.