



Аспекты проводки горизонтальных скважин в условиях применения стандартного или расширенного комплекса геофизических исследований скважин во время бурения

Gazprom Neft: LWD Applications in the Construction of Horizontal Wells

А.В. Билинчук, к.т.н., А.Р. Листик
 ПАО «Газпром нефть»
 В.А. Киндюк, к.т.н., П.С. Арзуманян
 Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

A.V. Bilinchuk, A.R. Listik
 Gazprom Neft PJSC, Russia, Saint-Petersburg
 V.A. Kindyuk, P.S. Arzumanyan
 Gazprom Neft NTC LLC, Russia, Saint-Petersburg

Введение

Строительство горизонтальных скважин является одним из эффективных методов вовлечения в разработку нефтяных и газовых месторождений, имеющих сложное строение [1]. В настоящее время на активах «Газпром нефти» в процессе строительства 77 % скважин применяется стандартный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) во время бурения, включающий индукционный каротаж (ИК)

Introduction

Horizontal well construction is an effective method of developing oil and gas fields with a complex structure [1]. Currently, 77% of Gazprom Neft wells under construction use the standard set of Formation Evaluation (FE) methods. These include resistivity logging (RL) and gamma ray logging (GR) (GOST 32358-2013). The application of the FE method presents certain difficulties in distinguishing reservoirs and resolving geosteering

и гаммакаротаж (ГК) (ГОСТ 32358–2013). При его использовании возникают сложности при выделении коллекторов и решении геонавигационной задачи, появляется риск проводки скважины в коллекторе с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) либо в неколлекторе.

Выбор оптимального комплекса ГИС.

Матрица LWD

Для анализа сложившейся ситуации была проведена систематизация геологических особенностей карбонатных и терригенных разрезов. Для каждого типа разреза на основе разработанных логических схем был предложен инструмент выбора оптимального комплекса ГИС. «Рассматривался только каротаж во время бурения (LWD- каротаж); и карбонатный разрез классифицировался по наличию признаков: небольшой толщины целевого интервала; порово-трещиноватого коллектора; наличие битума в поровом пространстве; необходимости контроля состояния ствола скважины; аналогично – терригенный на наличие: газонефтяного контакта (ГНК) и радиоактивных песчаников; небольших толщин целевого интервала; неопределенности петрофизической интерпретации данных; необходимости контроля состояния ствола скважины».

Выбор оптимального комплекса ГИС проводился следующим образом. Выделялись отдельные методы ГИС, чувствительные к одной определенной особенности разреза [2], которые связывались с этой особенностью.

Систематизация логических связей между методами и особенностями была представлена в виде логической схемы – «дерева решений». Ее использование заключалось в последовательной проверке наличия геологических особенностей, характерных для каждого типа разреза. При этом под неопределенностью петрофизической интерпретации подразумеваются случаи, когда результатов ГК и ИК недостаточно для выделения коллекторов, но при этом рассматриваемый терригенный разрез не характеризуется наличием ГНК или радиоактивных песчаников и не требуется контролировать состояние ствола скважины.

На основе дерева решения разработан подход, представляющий собой матрицу LWD-каротажа в процессе бурения, которая является инструментом выбора методов ГИС для проведения каротажа во время бурения (рис. 1).

На основе результатов анализа рынка нефтесервисных организаций, оказывающих услуги по расширенному каротажу во время бурения

problems. In addition, there is a potential risk of drilling a well in a reservoir with low filtration-volume properties or in low-permeability rocks.

Selecting the Optimal LWD Tool.

LWD Matrix

In order to facilitate an analysis of the current situation, the geological features of carbonate and terrigenous sections were systematized. Logical schemes were developed for each type of section, and a tool for selecting the optimal FE method has been proposed.

Consideration was given only to logging while drilling (LWD); and the carbonate section was classified by the presence of the next attributes: low target interval thickness; porous and fractured reservoir; the existence of bitumen in the pore space; and the requirement to monitor borehole condition. For the terrigenous section the following features are typical: the presence of gas-oil contact; low target interval thickness; the existence of radioactive sandstone; the indeterminate nature of petro-physical data interpretation; and the requirement to monitor the borehole condition.

The best FE method was chosen in the following manner. Individual FE methods were distinguished, each of which was associated with one specific feature of the section [2] in terms of sensitivity.

The logical connections between the methods and features were systematically presented in the form of a logic scheme or «decision tree». This approach allowed consistent verification of the existence of geological features typical of each type of section. Moreover, the indeterminate nature of petro-physical interpretation suggests that there are cases when induction logging and gamma logging are not sufficient to isolate reservoirs. However, the terrigenous section under examination reveals neither gas-oil contact nor radioactive sand stone and does not require monitoring of the borehole condition.

Using the «decision tree», an approach was developed that utilizes the LWD matrix as a tool for choosing FE methods for logging while drilling (Fig. 1).

An analysis was conducted of the market of oilfield services organizations which provide extended logging services when drilling in the Russian Federation. The available LWD tools were systematized and their specific names indicated [3]. These tools are designed for wells with a diameter of 4 3/4 «(121 mm) or more. Table 1 shows the classification of currently existing LWD tools and methods. This classification is an additional result of creating the common LWD matrix.

Карбонатный разрез - Carbonate section																									
Особенности Features	Небольшая толщина целевого интервала Small thickness of the target interval																								
	Порово-трещиноватый коллектор Porous fractured reservoir																								
	Геомеханические свойства Geomechanical properties																								
	Наличие битума Presence of bitumen																								
№ решения Solution No.		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16								
Методы ГИС GVL methods	Литолюксовый каротаж, ННКТ, КВ Litho-density logging, NP, CL																								
	Боковой каротаж Lateral logging																								
	Индукционный каротаж азимутальный Azimuthal resistivity logging																								
	Электрический микроимиджер Electrical microimaging																								
	Акустический каротаж широкополосный Full-wave acoustic logging																								
	Гамма-каротаж Gamma ray logging																								
	Селективный гамма-каротаж Selective gamma-ray logging																								
Терригенный разрез - Terrigenous section																									
Особенности Features	Наличие ГНК Presence of gas-oil contact																								
	Небольшая толщина целевого интервала Small thickness of the target interval																								
	Геомеханические свойства Geomechanical properties																								
	Наличие радиоактивного песчаника Presence of radioactive sandstones																								
	Петрофизическое осложнение Petrophysical complication																								
№ решения Solution No.		17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Методы ГИС GVL methods	Индукционный каротаж азимутальный Azimuthal resistivity logging																								
	Электрический микроимиджер Electrical microimaging																								
	Акустический каротаж широкополосный Full-wave acoustic logging																								
	Гамма-каротаж Gamma ray logging																								
	Селективный гамма-каротаж Selective gamma ray logging																								
	Литолюксовый каротаж, ННКТ, КВ Litho-density logging, NP, CL																								

Да - Yes

Нет - No

Да - Yes

Нет - No

Рис. 1. Матрица выбора методов ГИС для горизонтальных скважин (ННКТ – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам; КВ – кавернометрия)

Fig. 1. FE selection matrix for horizontal wells (TDT - thermal decay time logging; CL - caliper logging)

на территории Российской Федерации, были систематизированы доступные приборы LWD с указанием их конкретного названия [3]. Эти приборы разработаны для скважин диаметром от 4 3/4" (121 мм) и более. В табл. 1 приведена классификация существующих на сегодняшний день комплексов и методов LWD. Данная классификация является дополнительным результатом формирования общей матрицы LWD.

Помимо типа прибора LWD на эффективность проводки скважины влияет расположение приборов в единой связке. С точки зрения геонавигации важным является расположение датчиков LWD относительно долота компоновки низа бурильной колонны (КНБК) – расстояние от датчика каротажного прибора до забоя. Рассмотрим на модельном примере влияние этого расстояния на эффективность геонавигации.

Возможность оперативно вернуться в целевой интервал (пласт) является критически важной характеристикой, и длина ствола в области неколлектора определяет эффективность строительства горизонтальной скважины.

Смоделируем ситуацию выхода КНБК из целевого объекта, соблюдая условия по максимальной пространственной интенсивности искривления скважины, углу атаки вхождения скважины в пласт и расстоянию от долота до датчика. Зададим возможные углы пересечения кровли пласта со стволом скважины в интервале от 1° до 5° (при большем угле целесообразность продолжения бурения данного ствола требует дополнительного анализа и часто не эффективна). На объектах компании «Газпром нефть» наиболее распространенная максимально допустимая интенсивность искривления β составляет 1,5° на 10 м, примем это значение за верхнюю границу. Расстояние от долота до датчика LWD (зона непромера) $x = 3-15$ м.

Допустим, что граница кровли пласта пересекается стволом скважины под углом. В этом случае пока датчик прибора, по которому идет геонавигация, не окажется вне пласта, информация о пересечении стволом скважины границы пласта не будет зарегистрирована. Считаем, что сигнал с забоя распространяется мгновенно, и информация о такой ситуации интерпретируется специалистами моментально (данные каротажа четко дифференцируются по значениям в пласте и кровле). В таком случае КНБК выйдет из пласта на расстоянии непромера x . С этого момента начинается уменьшение зенитного угла траектории ствола для возвращения в пласт. Оценить длину скважины вне коллектора можно по сумме отрезков $b + c + c + b$.

Метод ГИС GWL method	Приборы для проведения LWD-каротажа компании LWD tools and companies			
	Schlumberger	Weatherford	Baker Hughes	Halliburton
Литоплотностной каротаж, HHKT, KB Litho-density logging, TDT, CL	ADN	AZD/TNP	LithoTrack	ALD+CTN
Боковой каротаж Lateral logging	MicroScope	SineWave	StarTrack	AFR
Индукционный каротаж Resistivity logging	ARCVision ImPuls	MFR	OnTrack	EWR
Индукционный каротаж азимутальный Azimuthal resistivity logging	PeriScope	GuideWave	AziTrack	ADR
Электрический микроимиджер Electrical microimaging	MicroScope	-	-	AFR
Акустический каротаж широкополосный Full-wave acoustic logging	SoniScope	CrossWave	SoundTrack	Qbat
Гамма-каротаж Gamma ray logging	SlimPuls	HAGTR	OnTrack/ ZoneTrak G	DGR/GABI
Селективный гамма-каротаж Selective gamma ray logging	-	SpectralWave	-	-

Таблица 1 - Table 1

In addition to the type of LWD tool used, well drilling efficiency can be influenced by the tools being positioned in a single cluster. Regarding geosteering, LWD sensors must be positioned in relation to the drill string bottom hole assembly (BHA) - i.e. the distance from the logging tool to the bottom hole. Let us consider a model example showing the influence of this distance on the efficiency of geonavigation.

A critical element is the ability to be able promptly to return to the pay zone (reservoir). Also bore length in a low-permeability rock area can influence horizontal well construction efficiency.

We will create a model situation of BHA output from the target area. It will comply with conditions of maximum spatial borehole inclination, angle of borehole attack into the target formation, and the distance from the drill bit to the sensor. We shall specify the possible angles of intersection of the formation roof with the borehole. This will be in the interval between 1° and 5° (if the angle is any greater, the viability of continued drilling would require further analysis and is quite often ineffective). In the case of Gazprom Neft assets, the most common maximum permissible inclination β is 1.5° for 10 m. We shall assume this value as the upper limit. The distance from the drill bit to LWD sensor (non-measured zone) is $x = 3-15$ m.

We shall assume that the formation roof boundary intersects the wellbore at an angle of α . In this case, until the moment that the tool's geosteering sensor exits the formation, any information concerning borehole intersection with the formation boundary will not be recorded. Let us assume then that the bottom hole signal is propagated instantly, and that the relevant information is interpreted

В силу симметричности ситуации и малых углов: $\cos 1^\circ \approx \cos 5^\circ \approx 1$, $b \approx x$, $c = a/\beta$.

В табл. 2 приведены результаты расчета расстояния c и длины скважины вне пласта.

Таким образом, величина непромера существенно влияет на длину скважины, проведенной вне пласта. Так, для непромера

$x = 3$ м, и угла пересечения $\alpha = 1^\circ$ длина скважины вне пласта составит 19,4 м, в то время как при $x = 15$ м она увеличивается до 44 м (более чем в 2 раза). Аналогичная ситуация отмечается для худшего сценария при угле пересечения $\alpha = 5^\circ$: соответственно 72,7 и 96,8 м, при этом следует обратить внимание, что разница значений длин скважин вне пласта сокращается.

При угле пересечения $\alpha = 6^\circ$ минимально возможная длина составляет 86 м, $\alpha = 7^\circ$ – 100 м, что означает потерю скважиной с длиной горизонтального участка 1000 м около 10 длины при одном случае выхода из коллектора. Поэтому при пересечении пласта под большими углами рекомендуется перебуривать скважину, срезаясь с текущего ствола в интервале коллектора.

Результаты метода оценки, основанного на геометрии расположения датчиков, толщине пласта и значениях углов залегания пласта, также можно использовать при определении прогнозной эффективности проводки горизонтальной секции скважины, чтобы избежать завышения планируемых показателей эффективности либо для обоснования более проактивных методов геонавигации для достижения максимальной эффективности.

Предпосылки внедрения матрицы LWD

На ряде месторождений в качестве иллюстрации целесообразности распространения матрицы LWD показано увеличение эффективности бурения горизонтальных скважин при выборе расширенного комплекса LWD. На Сугмутском месторождении в горизонтальной скважине, пробуренной на пласт БС9–2, был проведен расширенный комплекс ГИС на трубах после бурения (рис. 2), показавший завышение эффективности проходки при использовании стандартного набора методов ГИС в процессе бурения. В данном случае включение дополнительных методов позволяет уточнить эффективную длину скважины и, возможно, повлияет на траекторию скважины. Отмечается существенное изменение пористости при практически постоянных показаниях ГК, что не дает возможности использовать результаты ГК в данном пласте с целью геонавигации.

by specialists immediately (log data is clearly differentiated in terms of the values presented by the formation and roof). In this case, the BHA will exit the formation at offset (unmeasured) distance of x . It is at this moment that the zenith angle of the borehole trajectory begins to decrease before return to the formation. The following formula can be used to assess the length of the well outside the reservoir: sum of segments $b + c + c + b$.

By virtue of situational symmetry and small angles: $\cos 1^\circ \approx \cos 5^\circ \approx 1$, $b \approx x$, $c = a/\beta$.

Refer to Table 2 for the results of calculating the distance c and the length of the well outside the reservoir.

α , градус α , degree	c , градус c , m	
1	6,7	13,4+2 _г
5	33,4	66,7+2 _г

Таблица 2 - Table 2

Thus, the size of the offset (unmeasured) area significantly affects the length of the well outside the reservoir. Thus, for the offset (unmeasured) area $x = 3$ m and the intersection angle $\alpha = 1^\circ$. The length of the well outside the reservoir is 19.4 m, while for $x = 15$ m the length increases to 44 m (more than 2 times). A similar situation is observed for the worst scenario with an angle of intersection $\alpha = 5^\circ$: 72.7 and 96.8 m correspondingly. However, it should be noted that the difference in the lengths of the wells outside the reservoir is reduced.

At an angle of intersection $\alpha = 6^\circ$, the minimum possible length is 86 m, while at an angle $\alpha = 7^\circ$, it comes to 100 m. This indicates an approximate loss of 10% of length for a well with a horizontal section 1000 m in the case of a single exit from the reservoir. Therefore, in the case of a large reservoir intersection angle, it is recommended that the well be re-drilled, cutting off the current well bore in the reservoir interval.

The results obtained using an estimation method based on sensor location geometry and formation thickness and inclination angles can also be used to determine the predictive efficiency of drilling the horizontal section of the well. This will both obviate overstating planned performance indicators and justify more proactive geosteering methods for achieving maximum efficiency.

Preconditions for the Introduction of the LWD Matrix

As an illustration of the viability of promoting the use of the LWD matrix, the selection of the expanded LWD method has led to increase in the drilling efficiency of horizontal wells in a number of fields. At the Sugmutskeye field, the extended FE method was applied to a horizontal well drilled into the BS9-2 formation after drilling (Fig. 2). This

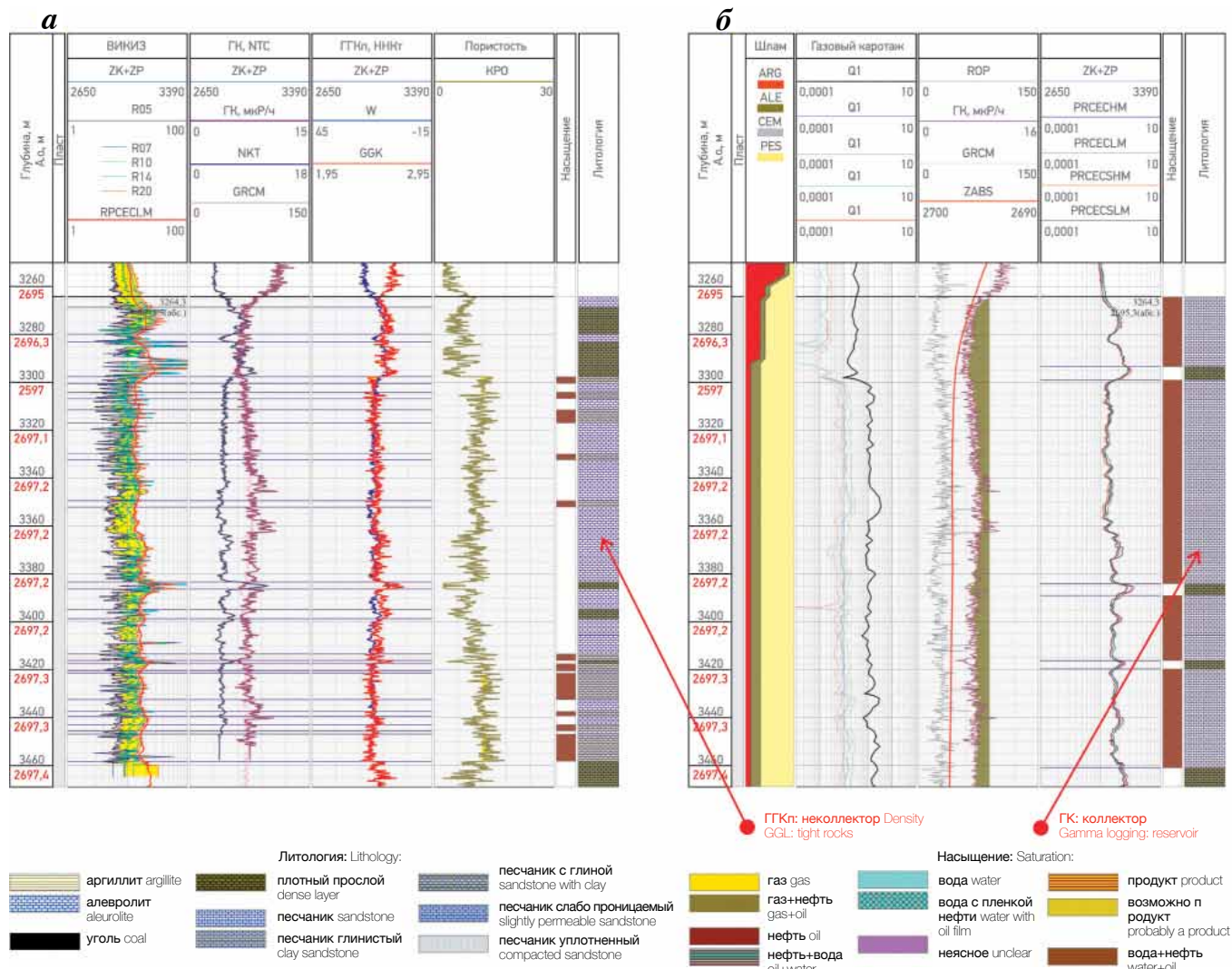


Рис. 2. Оценка эффективности бурения при применении расширенного комплекса ГИС на трубах (а) и стандартного комплекса LWD (б) на примере Сугмутского месторождения (ГТКп – гамма-гамма плотностной каротаж)

Fig. 2. Evaluation of drilling efficiency using the extended FE method applied to pipes (a) and the standard LWD method (b) using the example of the Sugmutskeye field (GGDL-gamma gamma density logging)

Эффективность бурения при применении ограниченного комплекса LWD составила 100 %, расширенного комплекса ГИС на трубах – 46 % при длине горизонтального участка 204 м.

Для Мессояхского месторождения (рис. 3) отмечаются области повышенной радиоактивности в зонах коллектора, которые могут повлиять на стратегию проводки скважины. В данном случае рекомендуется использовать расширенный комплекс ГИС в процессе бурения, включая нейтронный и плотностной методы, что позволит подтвердить или опровергнуть наличие коллектора в областях высокой радиоактивности.

Эффективность бурения при применении стандартного комплекса ГИС составила 87%, расширенного комплекса ГИС – 94%.

demonstrated an overestimation of penetration efficiency when using the standard set of FE methods in the drilling process. In this case, the use of additional methods allowed for the effective length of the well to be determined, possibly influencing well trajectory. A significant change in porosity with virtually constant gamma logging values can be noted. This renders it impossible to use gamma logging results in this formation for the purpose of geosteering.

Given a horizontal section length of 204m, drilling efficiency using the limited LWD method was 100%, while the extended FE method applied to pipes produced 46%.

In the case of the Messoyakhskoye field (Fig. 3) there are areas of increased radioactivity in the reservoir zones. These may affect the well-drilling strategy. In this case, the use of the extended FE method in the drilling process including neutron and density methods is recommended. This will

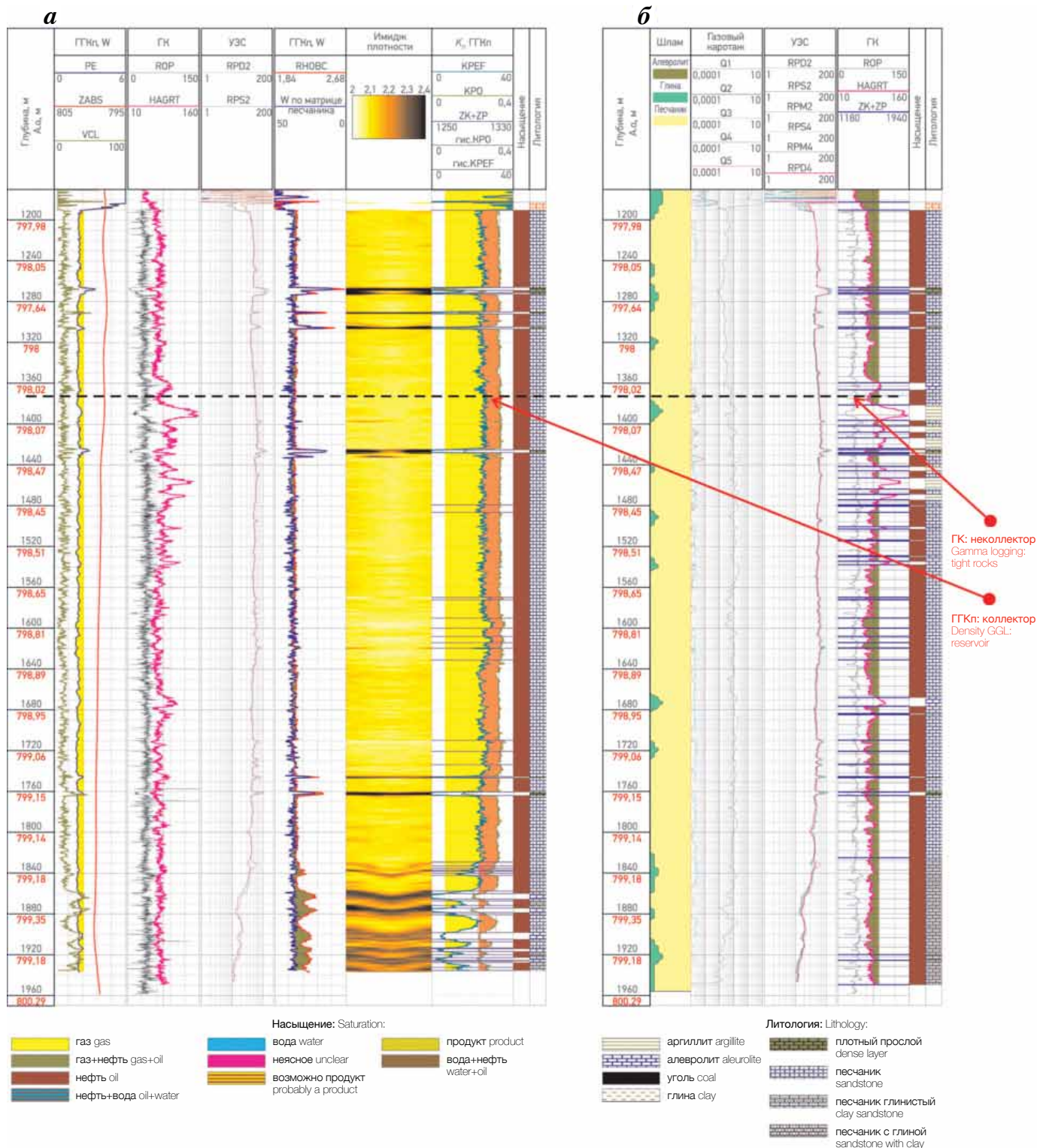


Рис. 3. Оценка эффективности бурения при применении расширенного (а) и стандартного (б) комплексов ГИС на примере Мессояхского месторождения

Fig. 3. Evaluation of drilling efficiency using extended (a) and standard (b) FE methods, based on the Messoyakhskoye field example

На Царичанском месторождении из-за сложной минералогии и вторичных преобразований пород, слагающих коллектор, проведение стандартного комплекса каротажа не рекомендуется. Сложный минеральный состав при проводке скважины по

either confirm or refute reservoir existence in areas of high radioactivity.

Drilling efficiency using the standard FE complex and extended FE method was 87% and 94%, respectively.

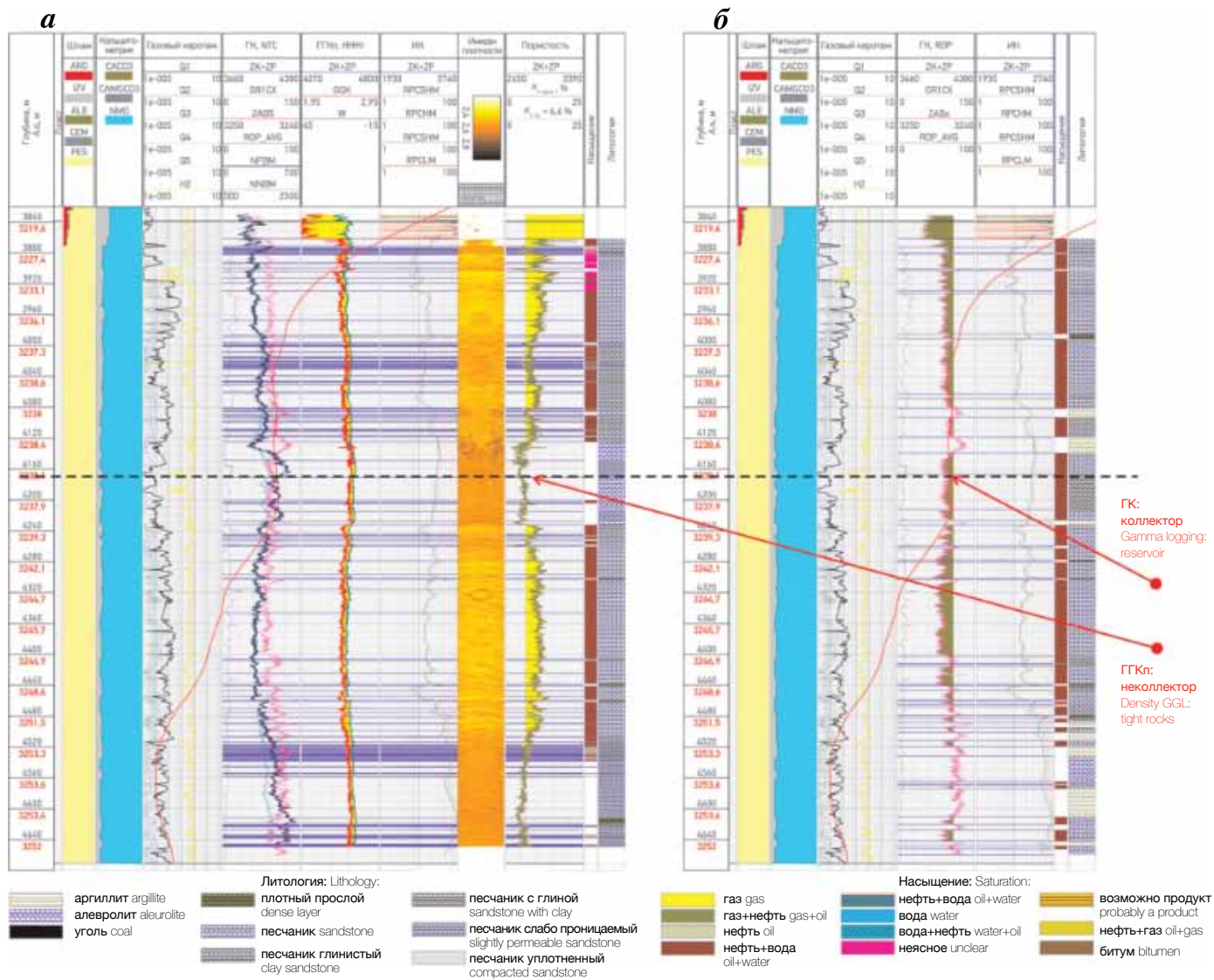


Рис. 4. Оценка эффективности бурения при применении расширенного (а) и стандартного (б) комплексов LWD на примере Царичанского месторождения

Fig. 4. Evaluation of drilling efficiency using extended (a) and standard (b) LWD methods, based on the Tsarichanskoye field example

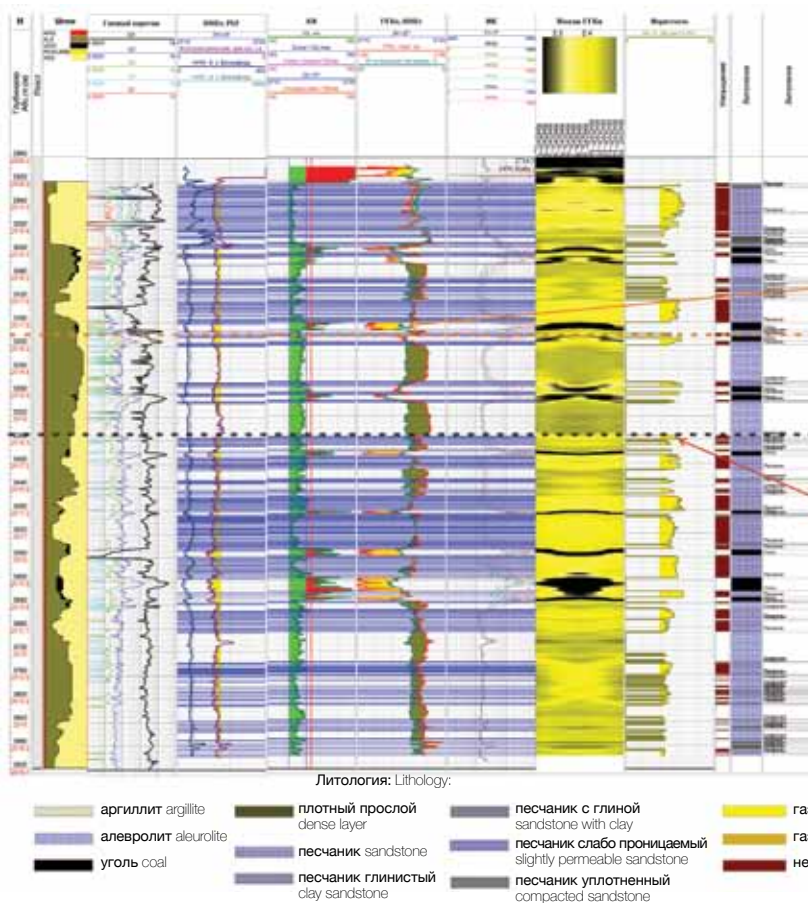
данным ГК не позволяет точно оценить продуктивный интервал и может привести к ошибочному решению не корректировать траекторию скважины после глубины 4200 м, а бурить горизонтально, в то время как по данным ГПКп коллектор залегает на других глубинах (рис. 4). В данном случае плотностной каротаж позволил увеличить проходку и достичь прогнозируемого дебита.

Эффективность бурения при применении стандартного комплекса LWD составила 77 %, расширенного комплекса LWD – 66 %. В юрских пластах Новопортовского месторождения актуально выделение интервалов углефицированных и высокорadioактивных отложений, которые по данным стандартного каротажа относятся соответственно к коллекторам и неколлекторам. В связи с этим было принято решение использовать расширенный

At the Tsarichanskoye field, due to its complex mineralogy and the secondary rock transformations constituting the reservoir, the application of a standard logging method is not recommended. When drilling a well based on gamma logging data, complex mineral composition does not allow accurate estimation of the production interval. It may even lead to the mistaken decision not to correct well trajectory after a depth of 4200m, but rather to drill horizontally even though GGLD data suggests that the reservoir lies at other depths (Fig. 4). In this case, density logging is allowed for increased penetration and for the predicted production rate to be achieved.

Drilling efficiency using the standard LWD method and the expanded LWD complex was 77% and 66%, respectively. Intervals of carbonized and highly radioactive deposits in the Jurassic layers of the

а



б

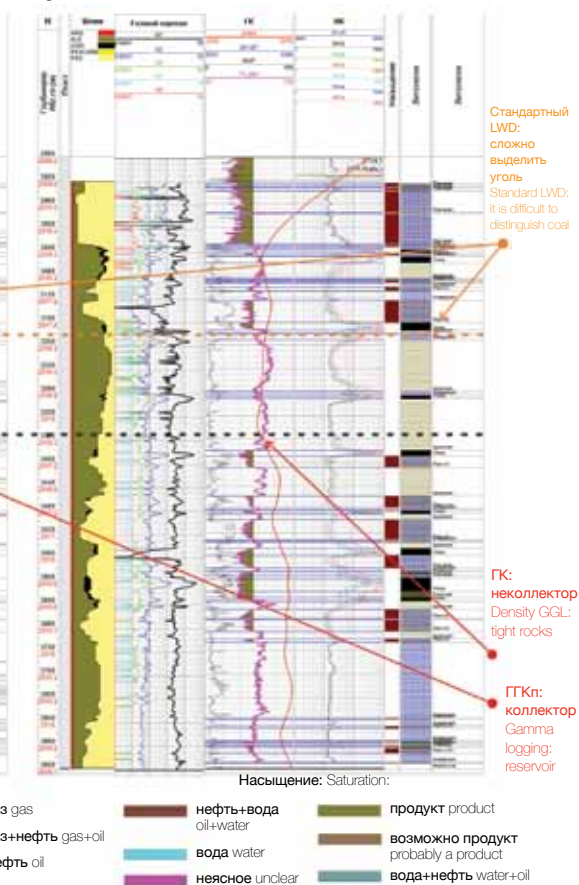


Рис. 5. Оценка эффективности бурения при применении расширенного (а) и стандартного (б) комплексов LWD на примере Новопортовского месторождения

Fig. 5. Evaluation of drilling efficiency using extended (a) and standard (b) LWD methods, based on the Novoportovskoye field example

комплекс ГИС для своевременного принятия решений в процессе геонавигации скважин и для оптимальной оценки продуктивных участков (рис. 5). Эффективность бурения при применении стандартного комплекса LWD составила 31 %, расширенного комплекса LWD – 45 %.

В скважинах, в которых предполагается проведение гидроразрыва пласта (ГРП), необходимо использовать акустический каверномер либо расчетный индекс кавернозности для корректной интерпретации результатов и выбора оптимальных зон с целью установки элементов оборудования для многостадийного ГРП.

Заключение

Авторы выражают благодарность всем специалистам Центра управления бурением «ГеоНавигатор», участвовавшим в обкатке подхода на реальных данных, особенно хочется отметить вклад петрофизиков В.И. Пастуха и А.Ю. Игнатова, с участием которых дерево решений стало более лаконично и структурировано.

Novoportovskoye field need to be noted. Based on standard logging data, these are related correspondingly to reservoirs and low-permeability rocks. Thus in the aims of timely decision-making in the well geosteering process, it was decided to use the extended FE method, allowing for optimal assessment of productive areas (Fig. 5). Drilling efficiency using the standard LWD method and extended LWD method was 31% and 45%, respectively.

In wells which presume the use of hydraulic fracturing, an acoustic caliper or a calculated cavernous index must be employed for the purpose of accurately interpreting the results and selecting optimal zones for positioning multi-stage hydraulic fracturing equipment.

Conclusions

The authors would like to place on record their thanks to all the specialists from the GeoNavigator Drilling Management Center who participated in the collection and processing of the data, especially the contributions from the Petrophysicists V.I. Pastukh and A.Yu. Ignatov, whose input was critical to the decision making process.

Предлагаемый инструмент – матрица LWD – не является панацеей при определении необходимого комплекса методов и не освобождает от анализа имеющейся геологической информации о свойствах пласта по разрезу и латерали, но позволяет автоматизировать выбор методов LWD, провести их начальную сортировку.

При наличии необходимой геологической и петрофизической информации матрица LWD дает возможность учесть существующие в настоящее время методы каротажа в технических заданиях для сервисных компаний и задать перспективные направления разработки новых приборов LWD. При этом необходимо всегда учитывать важность расположения датчиков LWD относительно долота КНБК.

Список литературы

1. Павлов Е., Мазитов М., Моор Н. Каротаж в процессе бурения: применение LWD на примере пласта ЮВ1 Урьевского месторождения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 2. – С. 74–77.
2. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1982.–448 с.
3. <http://www.slb.com/>; <https://www.weatherford.com/>; <http://www.halliburton.com> <https://www.bakerhughes.com>

The LWD matrix tool proposed herein does not represent a panacea in determining the requisite set of methods, nor does it exclude the need to analyze the available geological information relating to section and lateral properties of a formation. However, it does allow for the selection of LWD methods to be automated and facilitates primary classification.

Given the requisite geological and petro-physical information, the LWD matrix allows for existing logging methods to be taken into account by service companies in their technical operations, while offering promising directions for the development of new LWD tools. Furthermore, the importance of positioning LWD sensors relative to the BHA bit should always be considered.

References

1. Pavlov E., Mazitov M., Moor N. Logging while drilling: Use of LWD on the example of JV1 formation of Urevskoye field // Neftgazovaya vertikal. – 2011. – No. 2. – p. 74–77.
2. Dakhnov V.N. Interpretation of the results of geophysical investigations of well sections. Moscow: Nedra, 1982.-448 p.
3. <http://www.slb.com/>; <https://www.weatherford.com/>; <http://www.halliburton.com> <https://www.bakerhughes.com>

Published with thanks to Gazprom Neft & PROneft Magazine

Материал любезно предоставлен компанией ПАО «Газпром нефть» и журналом «PROнефть».

KDR 2018

Скважинный инжиниринг

4-й KDR - Скважинный Инжиниринг Сентябрь 2018, Дворец Независимости, Астана

Проводится совместно с генеральным партнером и платиновым спонсором - НИИ ТДБ КМГ



На форуме, который пройдет в форме круглого стола, будут затронуты такие важные вопросы по скважинному инжинирингу, как:

- Бурение через зоны низкого давления • Буровые растворы • Устойчивость стенок скважины • Заканчивание скважин • Цементирование скважин • ГРП • Многостадийный ГРП • Перфорация • Охрана труда и техника безопасности на буровых установках

Партнер мероприятия



СОЮЗ СЕРВИСНЫХ
КОМПАНИЙ КАЗАХСТАНА

KazService

