

# ЭФФЕКТИВНАЯ ДИАГНОСТИКА СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ\*

## EFFECTIVE WELL DIAGNOSTICS FOR OPTIMIZATION OF FIELD DEVELOPMENT\*

Е.С. ИСАБЕКОВ, Schlumberger; А.В. ВОРОНКЕВИЧ, Э.К. РУХЛЯДА, ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика»;  
В.И. ВИРТ, ООО «Газпромнефть – Ямал»; В.О. КОСОЛАПОВ, В.С. КОМАРОВ, АО «Мессояханефтегаз»

E.S. ISABEKOV, Schlumberger; A.V. VORONKEVICH, E.K. RUKHLIADA, Gazpromneft-Noyabrskneftegazgeofizika;  
V.I. VIRT, Gazpromneft-Yamal; V.O. KOSOLAPOV, V.S. KOMAROV, Messoyakhaneftegaz

### Введение

Заканчивание горизонтальных скважин (ГС) нецементируемыми хвостовиками с заколонными изолирующими пакерами и контролем притока флюидов в скважину через порты ГРП (гидроразрыва пласта), или же через фильтры, или УКП (устройства контроля притока), а также многоствольные заканчивания (мультилатерали и фишбоны) требует новых подходов к технологиям внутрискважинных исследований.

Сложности проведения исследований в ГС широко и подробно описаны в литературе, приведем здесь несколько факторов, таких как расслоенность флюидов (фаз) по сечению скважины (при этом эта расслоенность и распределение фаз зависят от изменения наклона скважины), наличие застойных зон и зон рециркуляции флюидов. Использование стандартных методов ПГИ (промыслово-геофизических исследований) в таких условиях часто не отвечает полностью на поставленные задачи, потому что прямые методы, как, например, полноразмерные расходомеры, располагающиеся по центру сечения скважины, не отражают корректно скорости отдельных фаз при расслоенном потоке, и, соответственно, правильный подсчет дебитов каждой фазы в скважинных условиях невозможен, поэтому при интерпретации часто применяется моделирование, в частности термомоделирование.

Исследования ГС специально адаптированными под эти сложные условия комплексами и по индивидуально разработанной программе исследований с учетом геолого-технологических условий помогают в решении обширных задач мониторинга и управления разработки месторождения. Будут приведены примеры исследований, позволившие принять

### Introduction

Completion of horizontal wells using non-cemented liner with open-hole packers and control of fluid inflow through fracturing ports, screen pipes or ICD (Inflow Control Device), as well as multiple hole completions (multi-laterals and fishbones), requires new approaches to downhole logging technologies.

The difficulties of wellbore surveying in horizontal wells are described in detail in other papers. These difficulties include several factors such as the stratification of fluids (phases) along the well cross-section (this stratification and phase distribution depends on changes in the well inclination), the presence of no-flow pockets and fluid recirculation zones. In these conditions the application of conventional logging methods often do not fully solve the tasks set, because direct methods such as full-sized flow meters installed in the center of the well cross section do not correctly display the velocity of single phases in a stratified flow. Thus, the correct calculation of flow rates of each phase in well conditions is impossible. Therefore, computer simulation, including thermal simulation, is often used for interpreting.

Logging in horizontal wells under such difficult geotechnical conditions is carried out using specially adapted instruments and custom-designed logging program. Logging operations solve a lot of challenges of monitoring and managing field development. The paper presents examples of logging operations that allowed to make timely decisions on optimizing the operation of either a single well or the whole reservoir within the field.

### Preparation and integration of technologies

Preliminary well preparation is very important for effective logging along the whole wellbore. It can be carried out:

1) from a workover rig, that always provides the ability to lift the tubing with an installed ESP (electric submersible pump) and later run the ESP with Y-tool bypass system for logging;

\*Защищено авторским правом компании Schlumberger/Schlumberger-Private.

своевременные решения по оптимизации работы как отдельно взятой скважины, так и объекта разработки (пласта) в пределах месторождения.

## Подготовка и комплексирование технологий

Для проведения эффективных исследований по всему стволу ГС очень важна предварительная подготовка скважины, которая может проводиться:

- 1) со станка КРС (капитальный ремонт скважин), в любом случае обеспечивающего подъем НКТ (насосно-компрессорных труб) с установленным ЭЦН (электроприводным центробежным насосом), а позже обеспечивающего спуск ЭЦН с байпасной системы Y-tool для проведения исследований ПГИ;
- 2) с помощью ГНКТ (гибких НКТ) с необходимыми инструментами по очистке;
- 3) с помощью скважинных тракторов с модулями очистки (магниты, шламоуловители).

При этом сама очистка ствола скважины часто положительным образом влияет на производительность скважины. На рисунке 1 приведено сопоставление разных возможностей по подготовке скважин к исследованиям.

Основные моменты при подготовке к самим исследованиям включают в себя несколько факторов: 1) способ вызова притока, 2) доставка приборов на забой и 3) оптимальный комплекс ПГИ для решения поставленных задач по определению профиля притока, вклада отдельных интервалов, интервалов прорыва

2) using CT (coil tubing) with the necessary thru-tubing cleanout tools;

3) using well tractors with cleanout modules (magnets, junk baskets);

Wellbore cleanout before logging often has a positive effect on the well rate. Figure 1 shows a comparison of different methods to prepare wells for logging.

Key points of the preparation to wellbore logging include several factors such as 1) the method of inflow stimulation; 2) tools delivery to the bottomhole; 3) the optimal well logging toolset to determine the inflow profile, the performance of each single interval, gas/water breakthrough zones, the presence of behind-the-casing flow, etc.

- 1) The method of inflow stimulation. In wells with artificial lift production a common method of inflow stimulation is to use the ESP. When conducting well logging, it is very important to provide conditions close to technological ones in order to obtain more accurate data. Such conditions can be created by the Y-tool bypass system with a sufficient internal diameter that provides free passage of the logging assembly to the bottom of the well.
- 2) It was decided to run the tools using a well tractor which allows to obtain real-time data and, if necessary, quickly adapt the logging program.
- 3) Optimal well logging toolset. Complex downhole flow states in horizontal wells and possibility of behind-the-casing flows determined the need to use the assembly with optimally distributed sensors for flow survey (direct measurements of the flow rate of each phase using 5 sensitive mini-flow meters distributed over the wellbore cross section). The toolset also included 6 similarly spaced electrical and optical sensors for

КРС/Workover	ГНКТ – фрезерование и шламоуловитель /Coiled Tubing – milling and junk basket	Трактор – платформа ReSolve (Фрезерование, ШМУ, магнит)/ Well tractor ReSolve (Milling, junk basket, magnet)
<p>«+»</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Фрезерование под номинал/Milling for the nominal diameter</li> <li>• Хорошая подготовка скважины/Good wellbore preparation</li> <li>• Минимизация рисков при ГИРС на тракторе/ Mitigation of risks during wireline logging using well tractor</li> </ul> <p>«-»</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Высокий риск аварийной ситуации и клина оборудования КРС/High risk of a contingency and a lock-up of workover equipment</li> </ul> 	<p>«+»</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Фрезерование под номинал получается быстрее/Milling for the nominal diameter is performed faster</li> <li>• Если спускать шламоуловитель и/или магнит, чтобы убирать металлические частицы, то подготовка лучше/The preparation is better if a junk basket and/or a magnet is used to remove metal debris</li> <li>• Наблюдалось увеличение дебита после очистки/There was a flow rate increase after cleanout</li> </ul> <p>«-»</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Не всегда ГНКТ доходит до забоя/ CT does not always reach the bottom of the well</li> <li>• При фрезе под меньший диаметр уменьшает возможности для РИР, повторного ГРП и ГИС/Milling with a smaller-diameter mill makes it difficult to perform remedial cementing, refrac and well logging</li> </ul> 	<p>«+»</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Фрезерование под номинал, что также помогает в дальнейших РИР /Milling for the nominal diameter, which also helps with further remedial cementing</li> <li>• Хорошая очистка ствола скважины, поскольку идет сбор всего шлама/Good wellbore cleanout as all the debris are collected</li> <li>• Наблюдалось увеличение дебита после очистки/There was a flow rate increase after cleanout</li> </ul> <p>«-»</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• При большом наличии пропанга падает эффективность подготовки скважины к исследованиям/ The efficiency of well preparation decreases in case of a large amount of proppant</li> <li>• Ограничение по размеру шлама/ Rock cuttings size limit</li> </ul> 

Рисунок 1 – Сопоставление разных возможностей по очистке ствола скважины  
Figure 1 – Comparison of different methods of wellbore cleanout

воды или газа, наличия перетоков в заколонном пространстве и т. д.

1) Способ вызова притока – в скважинах механизированного фонда распространенным способом добычи является использование установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН). При проведении же исследований ПГИ очень важно обеспечить условия, близкие к технологическим, чтобы более достоверно решать поставленные задачи, и такие условия может создать система Y-tool с байпасной системой, имеющей достаточный внутренний диаметр для прохода каротажной компоновки на забой.

2) Доставку приборов на забой было решено осуществлять скважинным трактором, что позволяет получать данные в реальном времени и при необходимости оперативно адаптировать программу исследований.

3) Оптимальный комплекс ПГИ. Условия наличия сложных скважинных режимов течения в ГС, а также возможность заколонных перетоков определили необходимость использования комплекса с оптимально-распределенными датчиками по расходомерии (прямые замеры дебитов каждой фазы по 5 распределенным по сечению скважины чувствительным мини-расходомерам) и с аналогично расположенными 6 электрическими и 6 оптическими датчиками

determination of the phase content of the oil, gas and water (the FloScan\* system (FSI)) and spectral noise logging tool.

Jointly, under the coordination of Gazpromneft-Noyabrskneftegazgeofizika, the necessary combination of all these factors was determined, and Figure 2 shows the schematic of different options of an effective toolset for well conditions and the main pros and cons of each option. The selected option to solve the tasks under expected conditions is highlighted.

## Results

Logging operations were carried out according to the approved programs using special hardware at several wells at the Novoportovskoye and Vostochno-Messoyakhskoye fields of Gazprom Neft-Yamal and Messoyakhneftegas. The results of the operations and the analysis of the data obtained from two of these wells are presented below (other surveys will also be discussed in the paper).

**Novy Port, well A.** The main objective of the logging operation was to determine the cause of the increased gas flow rate and water-breakthrough intervals in an understudied reservoir. The well was completed with filters and open-hole packers. Comprehensive analysis showed that there is no gas breakthrough – gas filtrates uniformly through the reservoir, and water inflow is observed in the bottom of the reservoir. At the same time, as expected, a stratified flow was observed along the whole length of the horizontal wellbore with all three phases (oil, gas, water).

Способ вызова притока Well stimulation method	Способ доставки приборов Tools conveying method	Приборы ГИС Logging tools
 <p><b>1. Y-tool – насос ЭЦН с байпасной системой</b> 1. Y-tool – ESP with bypass system</p> <p>(+) наиболее стабильный приток (+) the most stable inflow</p> <p>(-) необходимый диаметр байпасной системы для прохождения приборов (-) required diameter of the bypass system to provide free passing of the tools</p>	 <p><b>1. Скважинный трактор</b> 1. Well tractor</p> <p>(+) запись в реальном времени (+) real time data recording</p> <p>(-) диаметр 54 мм – необходим мин. проходной диаметр НКТ и других элементов заканчивания (-) diameter 54 mm – requirement for a minimum drift diameter of the tubing and other completion components</p>	 <p><b>1. FSI – комплексный прибор для многофазного потока</b> 1. FSI – multifunctional tool for multi-phase inflow</p> <p>(+) достоверная оценка (+) verified data</p> <p>(-) высоковязкие нефти, когда расходомеры вращаться не будут (-) inability to work in high-viscous oil (flow meters do not rotate)</p>
 <p><b>2. Компрессирование с НКТ</b> 2. Lifting with tubing</p> <p>(+) доступность (+) availability</p> <p>(-) нестабильный приток (-) nonstable inflow</p>	 <p><b>2. ГНКТ с кабелем или оптоволоконном</b> 2. Coiled tubing with electric or fiber-optic cable</p> <p>(+) запись в реальном времени (+) real time data recording</p> <p>(-) не всегда доступно (-) not always available</p>	 <p><b>2. Спектральный шумомер</b> 2. Spectral noise meter</p> <p>(+) оценка герметичности пакеров, заколонных перетоков и работы трещин (+) – ability to identify leakages in packers and casing and evaluate fractures performance</p> <p>(-) качественный, не количественный индикатор притока (-) inflow indication is qualitative rather than quantitative</p>
 <p><b>3. Компрессирование с ГНКТ</b> 3. Lifting with tubing</p> <p>(+) доставка в ННС и ГС (+) availability to lower tools in deviated and horizontal wells</p> <p>(-) нестабильный приток (-) nonstable inflow</p>	 <p><b>3. ГНКТ без кабеля с записью в автономном режиме</b> 3. Coiled tubing with autonomous data recording without cable</p> <p>(+) простота работы, доступность (+) simplicity, availability</p> <p>(-) нет контроля качества данных в процессе записи и ограниченность по времени записи (-) inability to control data quality during recording and limited recording time</p>	 <p><b>3. Распределенные термоанемометры (ТА)</b> 3. Distributed hot-wire velocimeters</p> <p>(+) оценка дебита и фаз в малодобитных скважинах и в высоковязкой нефти (+) measurement of rate and phase rates in low-rate wells and in wells with high-viscous oil</p> <p>(-) расчетная оценка скорости потока (-) calculated flow velocity</p>
 <p><b>4. Свабирование</b> 4. Swabbing</p> <p>(+) доступность (+) availability</p> <p>(-) ограничение во времени записи (-) limited recording time</p> <p>(-) затухающий дебит, в основном вертикальные неглубокие скважины / (-) decreasing rate – mostly in vertical shallow wells</p>		 <p><b>4. Стандартный комплекс ПГИ</b> 4. Standard logging tools</p> <p>(+) доступность (+) availability</p> <p>(-) сложность измерения фазовых дебитов в горизонтальных скважинах (-) difficult process of phase rates measurement in horizontal wells</p> <p>(-) зависимость от геометрии (-) dependence on well trajectory</p>

**Рисунок 2 – Карта выбора эффективного комплекса для скважинных условий**  
**Figure 2 – Selection of the effective toolset for well conditions**

по определению фазового содержания нефти, газа и воды (система FloScan\* (FSI)), а также комплексирование методом спектральной шумометрии.

Коллегиально, при координирующей роли ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика», было определено необходимое комплексирование всех этих факторов, и на рис. 2 показана карта выбора эффективного комплекса для скважинных условий и основные плюсы и минусы каждой опции выделен выбор для ожидаемых условий в рамках наших решаемых задач.

## Результаты

Исследования по согласованным программам и с применением определенного аппаратного комплекса были проведены в нескольких скважинах на Новопортовском и Восточно-Мессояхском месторождениях компаний ООО «Газпромнефть – Ямал» и АО «Мессояханефтегаз». Результаты исследований и анализа полученных данных по двум из этих скважин представлены ниже (в докладе будут рассмотрены и другие исследования).

**Новый порт, скважина А.** Основной задачей исследований было определить причину увеличения дебита газа и интервалы поступления воды в малоизученном объекте разработки. Заканчивание скважины с фильтрами и заколонными пакерами. По комплексному анализу определено, что газ не прорывной, а равномерно подходит по пласту, а поступление воды наблюдается в подошвенной части. При этом, как и ожидалось, наблюдается расслоенный поток по всей длине ГС с присутствием всех трех фаз (нефть, газ, вода), а также имеет место заколонное движение газа за фильтром с выходом в кровельной части, на что указывает увеличение вращения расходомеров в интервалах глухих труб, как показано на рис. 3 розовым цветом в верхней части и между интервалами фильтров. Это, в частности, указывает на герметичность заколонных пакеров.

Результаты исследований позволили принять необходимые решения по оптимизации работы этого малоизученного объекта разработки.

Далее был проведен комплексный анализ результатов с привлечением данных исследований в открытом пилотном стволе, включая данные ГДК-ОПК и вертикального гидропрослушивания. При тестировании и отборе проб в кровельной части был получен смешанный приток газа и нефти. Проведенное вертикальное гидропрослушивание показало анизотропию вертикальной проницаемости  $K_v$ , с более высокими значениями  $K_v$  в районе ГНК по сравнению с показаниями в районе ВНК. Это в свою очередь объясняет выводы по результатам ПГИ о латеральном подтягивании по пласту. На этом примере стоит отметить, что результаты ГИС и ГДК-ОПК в пилотном стволе могут помочь при планировании траектории

Behind-the-filter gas filtration was also observed, the gas drained from the reservoir top, which was indicated by the increase of flow meter rotation in intervals of blind pipes, as shown in Figure 3 in pink in the upper part and between the filter intervals. This proved the tightness of the open-hole packers.

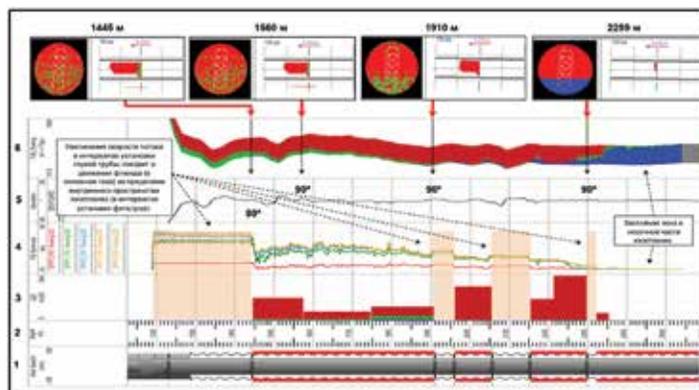
The results of the logging operation made it possible to make the necessary decisions to optimize the development of this understudied reservoir.

A comprehensive analysis of the results was then carried out using data from the logging operation in the pilot open-hole wellbore, including data from reservoir characterization and formation testing tool and vertical interference testing. Testing and sampling from the reservoir top provided a mixed flow of gas and oil. Vertical interference testing showed anisotropy of vertical permeability  $K_v$ , with higher  $K_v$  values in the gas-oil contact zone as compared to those in the water-oil contact zone. This, in turn, explains the conclusions from the logging results about lateral movement across the reservoir. It should be noted that this case proves that the results of logging and formation testing in a pilot well can help in planning the trajectory of the horizontal wellbore, as well as in choosing the optimal well production mode. Data from formation testing and vertical interference testing are shown in Fig. 4.

**Vostochnaya Messoyakha, well B.** The main objective of the logging operation was to determine the cause of the significant increase in water flow rate. The well was completed with filters and borehole packers. The logging data with spectral noise data are shown in Fig. 5 and 6 – a stratified flow was observed as expected. According to the logging results it is determined that high water-cut is caused by massive waterflooding through highly conductive channels in the shoe interval in the upper part of filter 1. The results of the survey made it possible to make the necessary decisions on the following operations.

## Conclusion

Competently selected set of tools for reservoir-oriented logging operations helps to solve a wide range of tasks for monitoring and management of field development, for timely decision-making on optimization of single well operation as well as for hydrodynamic model adaptation.



**Рисунок 3 – Скважина А – данные ПГИ**  
**Figure 3 – Well A – Logging data**

проводки горизонтального ствола, а также для выбора оптимального режима эксплуатации скважины. Данные ГДК-ОПК и вертикального гидропрослушивания приведены на рис. 4.

#### **Восточная Мессояха, скважина В.**

Основной задачей исследований было определение причины существенного увеличения дебита воды. Заканчивание скважины выполнено фильтрами и заколонными пакерами. Данные ПГИ совместно с данными спектральной шумометрии приведены на рис. 5 и 6: ожидаемо наблюдается расслоенный поток, по результатам исследований определено, что высокая обводненность обусловлена лавинным обводнением по высокопроводящим каналам в пяточной части в верхней части фильтра 1. Результаты исследований позволили принять необходимые решения по ГТМ.

#### **Заключение**

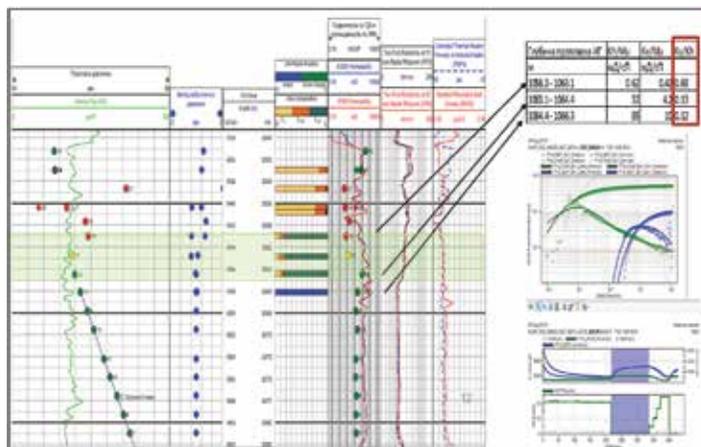
Грамотно подобранный комплекс для промыслово-геофизических пласто-ориентированных исследований помогает решать обширный круг задач мониторинга и управления разработки месторождения, для принятия своевременных решений по оптимизации работы как отдельно взятой скважины, так и для адаптации гидродинамической модели.

Предпочтительными способами доставки приборов на забой являются скважинный трактор или ГНКТ с запасованным кабелем, которые позволяют проводить запись в реальном времени и принимать оперативные решения по оптимизации программы исследований для получения полного набора данных для интерпретации.

Одним из важнейших аспектов является предварительная подготовка скважины к исследованиям, что не только позволяет провести исследования по всей длине ГС, но и часто положительным образом влияет на производительность скважины.

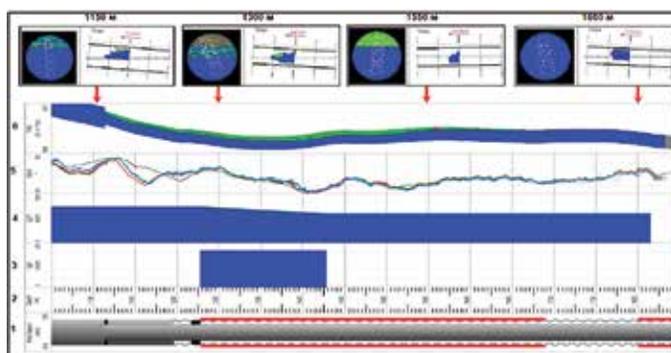
#### **ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES**

1. Д. Семикин, М. Ракитин, ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», Г. Малания, Л. Коломыцев, «Шлюмберже». Оценка профиля и состава притока в горизонтальных скважинах при дренировании нефтяной оторочки с массивной газовой шапкой. SPE 162065. Российская нефтегазовая техническая конференция, Москва, 16-18 октября 2012-го.
2. Д.Э. Фитз, «ЭксонМобил Апстрим Рисерч Компани», Энджел Гузман-Гарсия, «ЭксонМобил Эксплорейшн Компани», Рэм Сандер, Мэтт Биллингэми Виталий Смоленский, «Шлюмберже». Расширяя возможности эксплуатационного каротажа в горизонтальных скважинах большой протяженности на месторождении Чайво, Сахалин, Россия – Новый подход к подаче инструмента и профилированию потока. SPE 103589. Российская нефтегазовая техническая конференция, Москва, 3-6 октября 2006-го.
3. Taitel, Y. and Dukler, A.E. "A Model for Predicting Flow regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow", AIChEJ. – Vol. 22. – No. 1. – P. 47-55.



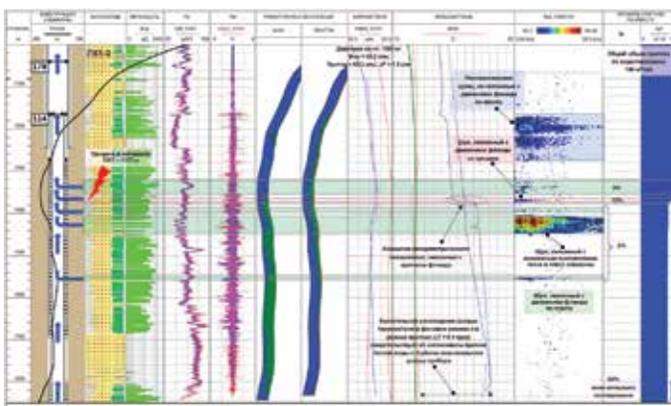
**Рисунок 4 – Скважина А – данные ГДК-ОПК и вертикального гидропрослушивания**

**Figure 4 – Well A – Data from formation testing and vertical interference testing**



**Рисунок 5 – Скважина В – данные ПГИ**

**Figure 5 – Well B – logging data**



**Рисунок 6 – Скважина В – данные ПГИ со спектральной шумометрией**

**Figure 6 – Well B – logging data with spectral noise logging**

Preferred methods of tool delivery to the bottomhole are a downhole tractor or coiled tubing with a cable that allows for real-time recording and operational decisions to optimize the logging program to obtain a complete data set for interpretation.

One of the most important aspects is the preliminary preparation of the well for the survey, which not only allows the survey to be carried out along the entire length of the wellbore, but often has a positive impact on the productivity of the well. ☺