

УДК 553.982

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-21-33

Выявление границ гидродинамического разобщения коллекторов по результатам бурения горизонтальных скважин для уточнения геологических моделей

А. В. Ильмендеева*, Н. В. Носов

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени,
Тюмень, Россия

*Alena.Ilmendeewa@lukoil.com

Аннотация. При построении геологических моделей может возникнуть проблема обоснования предполагаемых нарушений, которые неявно выделяются по данным сейсморазведки, носят условный характер или требуют доизучения. Для обоснования таких границ можно использовать данные, получаемые в процессе бурения горизонтальных и сильнонаклонных скважин (LWD — logging while drilling), траектория которых проходит через предполагаемое гидродинамическое или тектоническое нарушение.

Цель работы — обоснование границ предполагаемых гидродинамических барьеров на нескольких месторождениях Западной Сибири с помощью информации, полученной в результате анализа комплекса геофизических исследований в процессе бурения горизонтальных и сильнонаклонных скважин, проходящих через такие границы. Основным методом исследования является азимутальный гамма-гамма плотностной каротаж (имидж плотности) и его интерпретация для выделения границ гидродинамического разобщения, в том числе тектонических разломов по критериям, описанным в работах А. В. Чашкова, С. З. Мутаева и др.

В работе приведено практическое применение метода азимутального гамма-гамма плотностного каротажа для обоснования предполагаемого сейсмического нарушения, требующего доизучения, которое неявно выделяется по данным сейсморазведки и носит условный характер на примере Первого месторождения. Данная модель прошла экспертизу Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, принята по авторам.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, каротаж в процессе бурения, геонавигация, гидродинамическое нарушение

Для цитирования: Ильмендеева, А. В. Выявление границ гидродинамического разобщения коллекторов по результатам бурения горизонтальных скважин для уточнения геологических моделей / А. В. Ильмендеева, Н. В. Носов. — DOI 10.31660/0445-0108-2023-5-21-33 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2023. — № 5. — С. 21–33.

Detecting hydrodynamic barriers of reservoirs based on drilling of horizontal wells to refine geological models

Alena V. Ilmendeewa*, Nikita V. Nosov

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Tyumen, Russia

*Alena.Ilmendeewa@lukoil.com

Abstract. During the geological modeling process, it can be problematic to substantiate predicted faults or barriers that are estimated from seismic data and require additional research. However,

logging data from horizontal wells (LWD — logging while drilling), whose trajectories intersect predicted seismic faults or hydrodynamic barriers, can be used to validate such barriers.

The aim of this study is to substantiate hydrodynamic barriers in several fields in Western Siberia using data from a complex of geophysical surveys conducted while drilling horizontal wells that pass through such barriers. The main research method is azimuthal gamma-gamma density logging and its interpretation to identify hydrodynamic barriers, including tectonic faults, based on the criteria described in A. V. Chashkov's, S. Z. Mutaev's and other scholars' works.

This study presents the practical application of the azimuthal gamma-gamma density logging method to substantiate predicted seismic faults, estimated from seismic data and require additional research, using the example of the First field. This model has been examined and accepted by the State Reserves Committee.

Keywords: horizontal well, logging while drilling, geonavigation, hydrodynamic barrier

For citation: Ilmendeeva, A. V., & Nosov, N. V. (2023). Detecting hydrodynamic barriers of reservoirs based on drilling of horizontal wells to refine geological models. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 21-33. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-21-33

Введение

Обнаружение и прослеживание разрывных нарушений в геологической среде — важный элемент интерпретации сейсмических данных, необходимый для построения геологических моделей. Разрывные нарушения проявляются на сейсмограммах и разрезах характерными особенностями записи: быстрым ослаблением или возникновением некоторой группы волн, общим сдвигом пачки отражений во времени. На сейсмических разрезах разрывные нарушения в большинстве случаев проявляются характерными изменениями кинематических и динамических параметров волновой картины, которые рассматриваются как прямые и косвенные признаки дизъюнктивной тектоники.

Однако при построении геологических моделей возникает проблема обоснования границ раздела залежей предполагаемыми сейсмическими нарушениями, требующими доизучения, которые неявно выделяются по данным сейсморазведки и носят условный характер. Такие границы трудно обосновать в рамках работ по геологическому моделированию и подсчету запасов, для этого требуется привлечение дополнительной информации. Для обоснования таких границ можно использовать данные, получаемые в процессе бурения горизонтальных и сильнонаклонных скважин, в том случае, когда траектория горизонтального ствола скважины проходит через доказанное либо предполагаемое гидродинамическое или тектоническое нарушение.

Так, на месторождении им. В. Виноградова, при бурении горизонтальных скважин был вскрыт и закартирован ряд амплитудных разломных нарушений, которые до бурения не были определены по данным сейсмоки ввиду ее невысокой разрешающей способности, недостаточной для целей эксплуатационного этапа бурения. В результате по данным бурения горизонтальных скважин было уточнено геологическое строение месторождения и получена информация для проектирования новых скважин [1].

В данной работе рассмотрено привлечение данных бурения горизонтальных скважин, а точнее азимутального гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп) (имиджа плотности) для обоснования границ разобщения коллекторов на примере Первого, Второго и Третьего месторождений.

Объект и методы исследования

Проводимый в процессе бурения горизонтальных (сильнонаклонных) скважин комплекс геофизических исследований (LWD — logging while drilling) имеет ряд преимуществ перед традиционным каротажем: малое время, проходящее после вскрытия пласта, более точная оценка удельного электрического сопротивления пласта и его нефтенасыщенности за счет небольшой глубины проникновения фильтрата бурового раствора, более корректная оценка параметров пласта, возможность определения угла и азимута напластования [2].

В процессе записи каротажа в процессе бурения можно получить графические изображения разреза — имиджи, регистрирующие физическое свойство дифференциально по периметру скважины по азимуту [3], например: имиджи плотности, сопротивления, проводимости, интервального времени и амплитуды, гамма-каротажа и фотоэффекта [4].

При обработке имиджа ГГКп используется полученная при интерпретации полного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) литологическая колонка. В свою очередь, данные имиджей ГГКп позволяют уточнить литологическое строение разреза. Так, тектонические разломы и трещинные зоны выделяются с большей степенью уверенности («безошибочно», вес = 1) по следующим критериям:

- 1) сдвиг фаз на временных сейсмических разрезах, протяженные зоны в вертикальном и латеральном направлении в кубе вероятности;
- 2) прерывание слоистости четкой субвертикальной границей на имидже плотности;
- 3) значительные изменения значений сопротивления и радиоактивных методов (УЭС, ГК, ННК, ГГКп) при пересечении дизъюнктивной границы;
- 4) резкое изменение параметров буровой механики;
- 5) изменение температуры или плотности бурового раствора.

С меньшей степенью уверенности («неуверенно», вес = 0,5) разломы и трещинные зоны выделяются по следующим критериям:

- 1) не явное наличие амплитудного нарушения, непротяженные нарушения в латеральном и вертикальном направлении по кубу вероятности;
- 2) прерывание слоистости не субвертикальной границей на имидже плотности;
- 3) незначительное изменение значений сопротивлений и радиоактивных методов (УЭС, ГК, ННК, ГГКп) при пересечении дизъюнктивной границы;

- 4) плавное или незначительное изменение параметров буровой механики;
- 5) плавное или незначительное изменение температуры и плотности бурового раствора;
- 6) резкое изменение одного из параметров буровой механики [5, 6].

Данные критерии выделения границ гидродинамического разобщения были использованы для повышения достоверности выделения гидродинамического нарушения пласта Ю1/1 на Первом месторождении, а также опробованы на тектонических разломах, выделенных по сейсмическим данным на Втором и Третьем месторождениях.

Первое месторождение находится в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре. Строение пласта Ю1/1 довольно сложное и обусловлено присутствием в юрских пластах выраженной дизъюнктивной тектоники, образованием и развитием аномального разреза баженовской свиты.

По причине аномальности акустических свойств терригенных отложений, слагающих баженовскую свиту, в ее кровле формируется высокоамплитудная отражающая волна, и более «слабое» отражение, образующееся в верхней части васюганской свиты, почти не выделяется на временных разрезах в самостоятельное отражение. В зависимости от геологического строения данного интервала, от кровли васюганской свиты под «аномальным» разрезом могут быть получены как собственное отражение, так и интерференционная волна, обладающая иными, по сравнению с «классическим» вариантом, характеристиками. Выделение и трассирование дизъюнктивных нарушений юрско-триасовых образований проводилось визуально по временным вертикальным и горизонтальным разрезам, опираясь на кинематические и динамические признаки. Часть тектонических нарушений выделялась с меньшей степенью уверенности по сейсмическим данным и требовала доизучения.

Результаты и обсуждение

Первое месторождение

Центральная залежь изначально считалась единой, экранированной со всех сторон тектоническими нарушениями, прослеженными от фундамента. Залежь была вскрыта тремя поисково-разведочными скважинами, условный подсчетный уровень (УПУ) определялся на а.о. –2 767,6 м. Необходимость проведения оперативного подсчета запасов была вызвана получением новой информации в связи с бурением новых эксплуатационных скважин, в том числе семи с горизонтальным окончанием, расположенных в центральной и северной частях залежи.

В результате бурения эксплуатационных скважин и вывода их на режим были отмечены высокая обводненность продукции и несоответствие полученных притоков воды утвержденному уровню водонефтяного контакта (ВНК).

Так, пробуренная в северной части залежи скважина не подтвердила чисто нефтяную зону в данном районе. При опробовании скважины в ин-

тервале пласта на а.о. выше УПУ на 12 м получен приток жидкости с обводненностью 99 %.

Скважина, пробуренная восточнее, также не показала ожидаемых результатов. Скважина перфорирована максимально близко к уровню ВНК, числящемуся на гос. балансе (а.о. –2 767,6 м). По ГИС скважина характеризуется нефтеводонасыщенными пропластками в кровельной части и водонасыщенными пропластками на 7 м выше предполагаемого уровня ВНК. При выводе скважины на режим в течение 6 месяцев средний дебит нефти составил 0,7 м³/сут, обводненность — 93 %.

В скважине, пробуренной в чисто нефтяной зоне на северо-западе залежи, в ходе освоения средний дебит нефти составил 1 м³/сут, средняя обводненность составила 97 %.

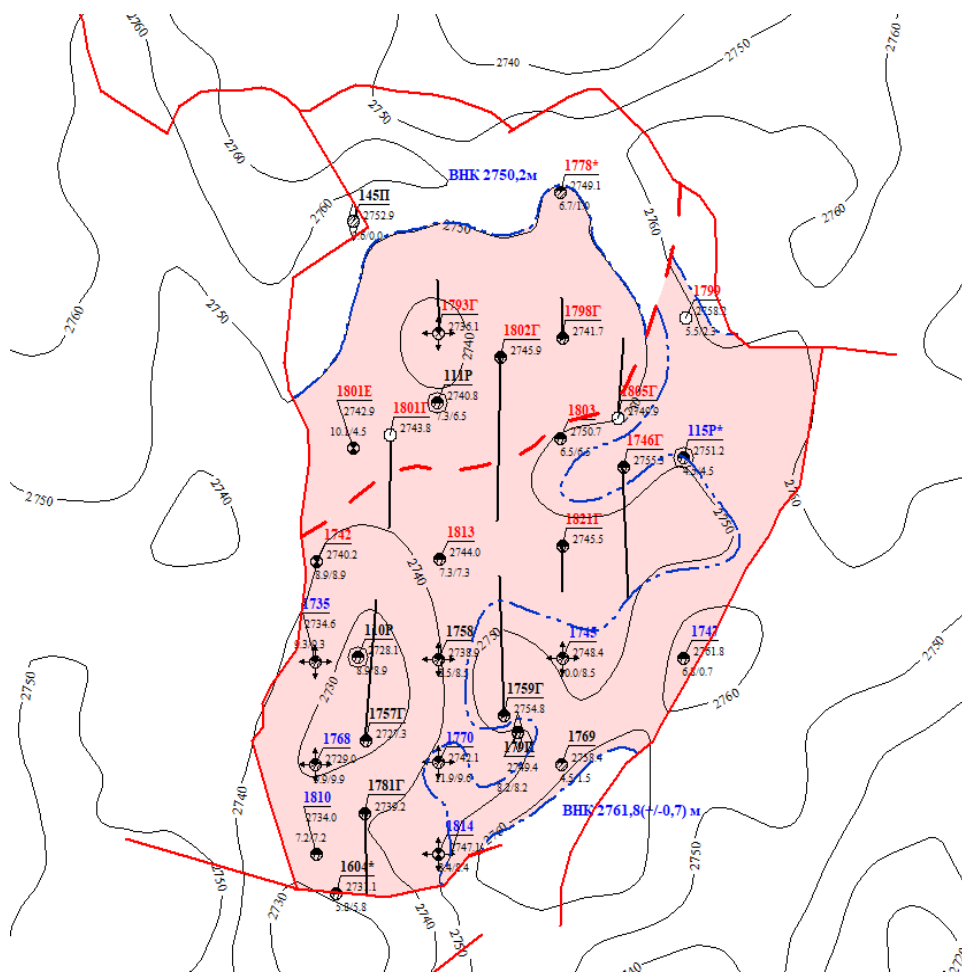


Рис. 1. Фрагмент подсчетного плана пласта Ю1/1 Первого месторождения

В результате неподтверждения существующей модели новыми скважинами был пересмотрен весь пробуренный в залежь фонд. Были выделе-

ны группы скважин с разным положением ВНК. Помимо разного ВНК, скважины северной части залежи отличаются от скважин южной части залежи своими фильтрационно-емкостными свойствами. Был рассмотрен вариант разделения залежи на два блока для локализации залежей с разным положением ВНК (рис. 1).

После дополнительного анализа карт динамических атрибутов было выделено предполагаемое тектоническое нарушение, границы которого соответствуют тонкому перешейку, разделяющему залежь на два блока — Северный и Южный. Положение ВНК в Северном блоке определено на а.о. –2 750,2 м. В Южном блоке ВНК определен на а.о. –2 761,8 (+/–0,7) м. Данное разделение уровней ВНК между Северным и Южным блоками позволило объяснить нестабильную работу скважин и большой процент обводненности получаемой продукции.

Однако предполагаемое тектоническое нарушение выделялось с недостаточной уверенностью и требовало доизучения, для чего были использованы данные трех горизонтальных скважин, траектория которых проходит через предполагаемое нарушение.

Так, скважины 1801Г и 1802Г пробурены таким образом, что их траектория проходит из Северного блока, в котором положение ВНК определяется на а.о. –2 750,2 м, в Южный блок, в котором ВНК определяется на а.о. –2 761,8 м, то есть из залежи с более высоким уровнем ВНК в залежь с более глубоким уровнем.

Траектория горизонтальной скважины 1801Г проходит выше установленных уровней ВНК и не выходит за их пределы, чему не противоречат данные результатов интерпретации геофизических исследований скважин, насыщение вдоль ствола скважины интерпретируется нефтенасыщенным на всей протяженности.

Скважина 1802Г пробурена и запущена в работу с начальной обводненностью 73 %, текущая обводненность — 63 %.

По ГИС скважина характеризуется неравномерным характером насыщения вдоль траектории горизонтального окончания: от нефтеводонасыщенных пропластков, водонефтенасыщенных пропластков до полностью водонасыщенных. Насыщение по ГИС тесно связано с гипсометрическим положением траектории ствола скважины: там, где участок скважины расположен над уровнем ВНК, характер насыщения интерпретируется как «нефть + вода»; в зонах, где ствол максимально приближен к уровню ВНК, на а.о. –2 749,0–2 750,4 м, характер насыщения по ГИС определен как «вода + нефть», отрезок, расположенный на а.о. –2 750,6–2 751,2 м, интерпретируется насыщением «вода» и подтверждает уровень установленного водонефтяного контакта на а.о. –2 750,2 м. Окончание ствола по ГИС полностью нефтеводонасыщенное и связано, с выходом ствола в соседний блок, с более глубоким уровнем ВНК.

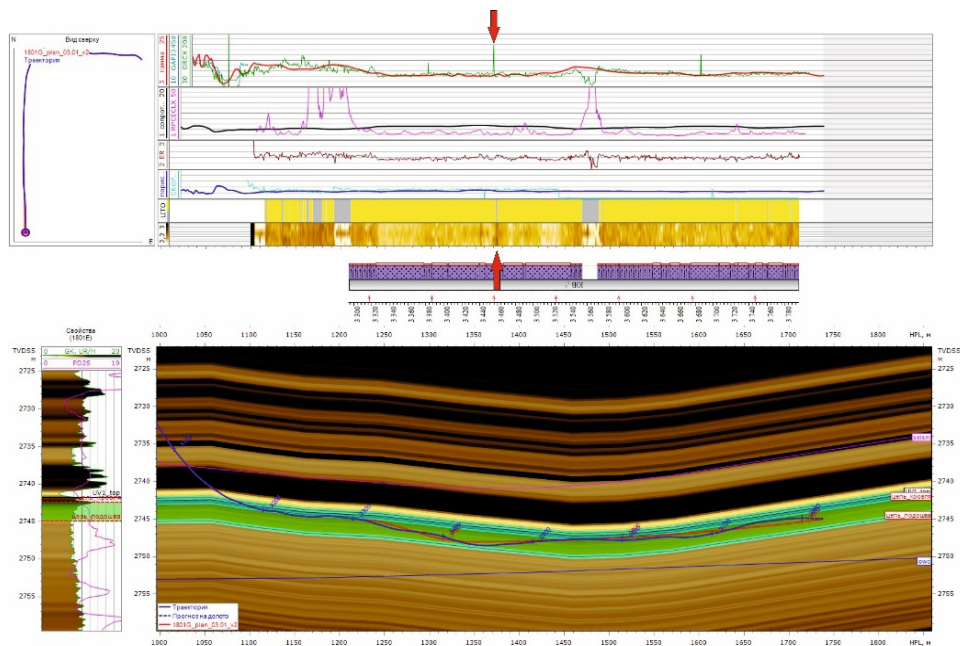


Рис. 2. Имидж плотности азимутального гамма-гамма плотностного каротажа по скважине 1801Г Первого месторождения

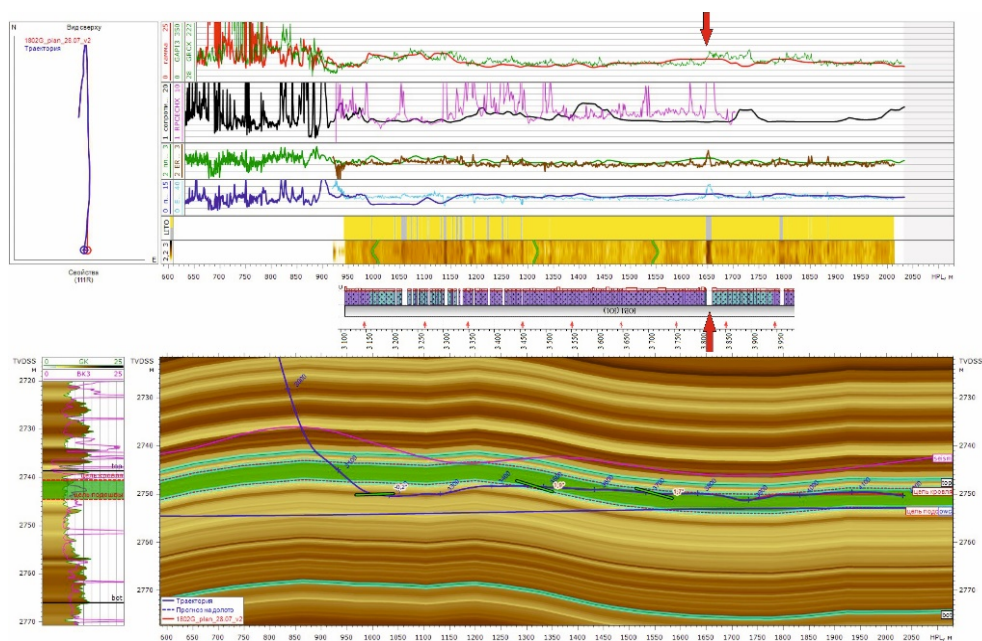


Рис. 3. Имидж плотности азимутального гамма-гамма плотностного каротажа по скважине 1802Г Первого месторождения

Анализ геолого-геофизической характеристики по скважинам 1801Г (рис. 2) и 1802Г (рис. 3), траектории которых пересекают предполагаемое

тектоническое нарушение, а также имиджа плотности азимутального гамма-гамма плотностного каротажа показал прерывание слоистости четкой субвертикальной границей и резкое изменение показаний гамма-каротажа, что является одним из критериев выделения разломов [5, 6]. Данные остальных кривых в этом месте показывают прослой карбонатных пород, что подтверждает возможное наличие безамплитудного нарушения — трещины, заполненной кальцитизированными непроницаемыми породами, которые могут служить флюидоупором между двумя залежами с разными уровнями ВНК.

Координаты данного прослоя на горизонтальном участке показали полную сходимость в плане с выделяемым тектоническим нарушением.

Наибольший интерес представляет скважина 1805Г, траектория которой проходит в противоположном направлении и из Южного блока (ВНК на а.о. –2 761,8 м) окончанием горизонтального ствола выходит в Северный блок (ВНК на а.о. –2 750,2 м). Начало ствола скважины интерпретируется по ГИС нефтенасыщенным, а окончание ствола, напротив, пере-слаиванием водонасыщенных и водонефтенасыщенных прослоев, что объясняется выходом ствола в другой блок с высоким положением ВНК (рис. 4).

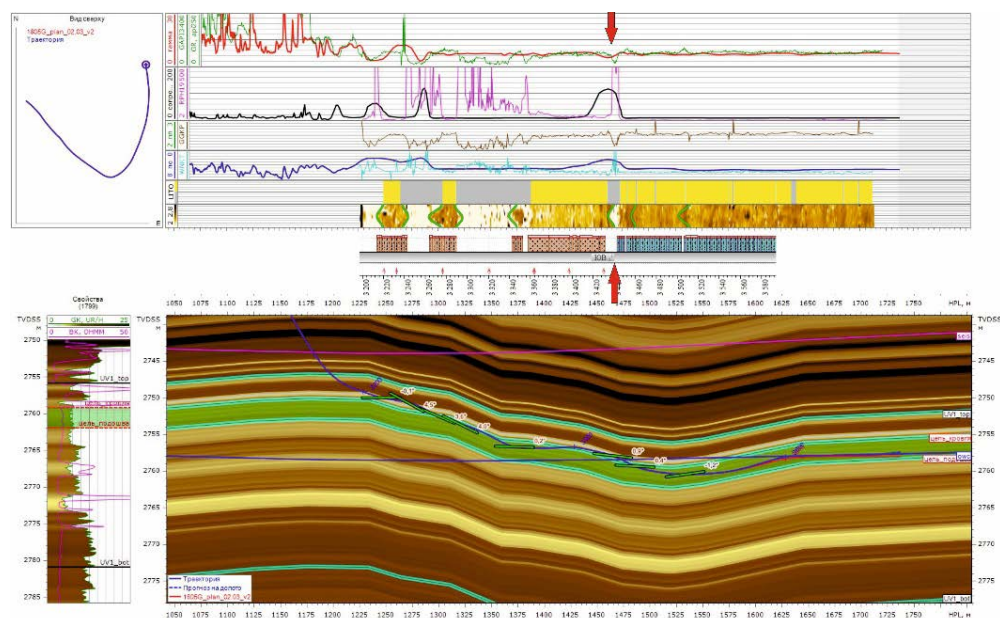


Рис. 4. Имидж плотности азимутального гамма-гамма плотностного каротажа по скважине 1805Г Первого месторождения

Анализ имиджа плотности азимутального ГГКп показал прерывание слоистости четкой субвертикальной границей. Координаты этой субвертикальной границы по данным инклинометрии совпадают с координатами точки пересечения траектории горизонтального ствола с нарушением, выделенным по сейсмике, в пределах 15 метров.

Таким образом, использование азимутального ГГКп (имиджа плотности) повысило достоверность выделения границы гидродинамического разобщения коллекторов и привело к уточнению геологической модели Центральной залежи пласта Ю1/1 Первого месторождения.

Данный метод также был опробован на месторождениях, где траектории горизонтальных скважин пересекались с тектоническими нарушениями, которые выделялись уверенно по сейсмическим данным.

Второе месторождение

Пласт Ю1/1 Второго месторождения имеет сложное строение, выражающееся в вертикальной зональной неоднородности и латеральной невыдержанности коллекторских свойств. Площадь месторождения полностью изучена съемкой 3D, на месторождении установлено влияние тектонических процессов на распределение нефтеносности продуктивного пласта Ю1/1. Границы тектонического разобщения были определены в рамках подсчета геологических запасов Второго месторождения.

Залежь пласта разделена тектоническими разломами на Северный, Центральный и Южный блоки с разными уровнями ВНК. Скважина 337Г проходит через экранирующее тектоническое нарушение, разделяющее Северный и Центральный блоки. В Северном блоке ВНК определен на а.о. –2 704 м, в Центральном блоке — на а.о. –2 691 м.

При проведении анализа имиджа плотности азимутального ГГКп горизонтальной скважины 337Г можно наблюдать прерывание субвертикальной границей, значительное изменение показаний сопротивления, снижение коэффициента проницаемости за выделенным нарушением (рис. 5).

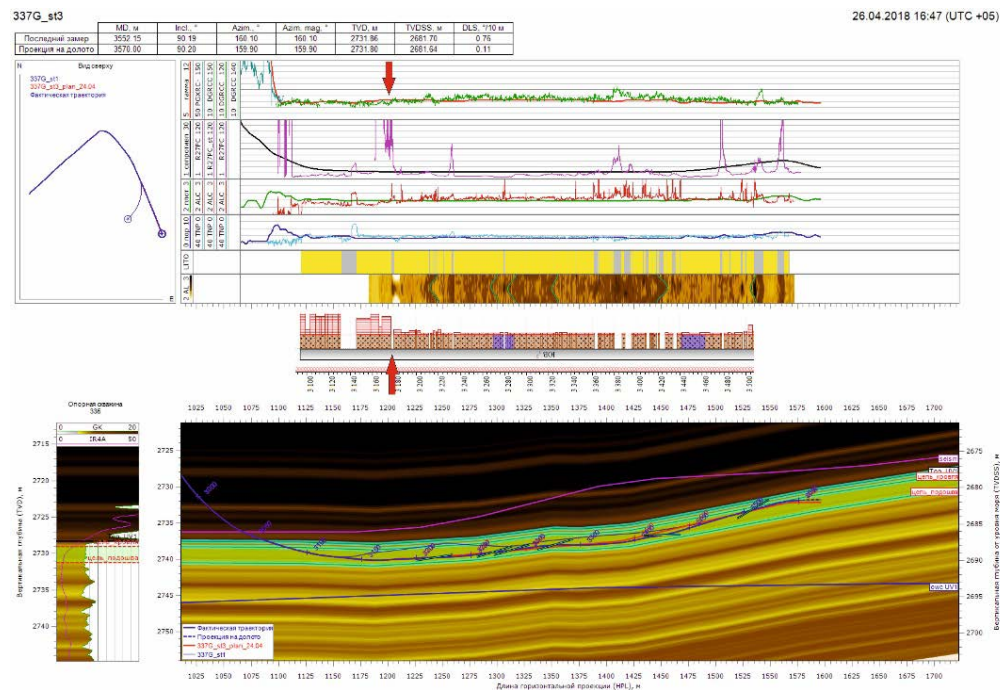


Рис. 5. Имидж плотности азимутального гамма-гамма плотностного каротажа по скважине 337Г Второго месторождения

Координаты точки пересечения траектории горизонтального ствола скважины с разломом, определенные по имиджу плотности ГГКп и по сейсмическим материалам, совпадают в пределах 3 метров.

Таким образом, можно говорить о подтверждении сейсмического нарушения посредством анализа имиджа плотности ГГКп и в свою очередь высокой сходимости сейсмических данных и данных бурения скважины.

Третье месторождение

Пласт Ю1/1 Третьего месторождения относится к отложениям юрской системы, которые несогласно залегают на породах складчатого фундамента. Залежь пластово-сводовая, с элементами тектонического экранирования в северо-восточной части залежи. Трассирование тектонических нарушений проводилось по временным разрезам с последовательным отображением нарушений на вертикальных сечениях куба. Отмечается разный уровень ВНК: в Северном блоке УПУ — на а.о. –2 685 м, в Южном блоке — на а.о. –2 671 м.

Траектория скважины 9359Г пробурена из Северного блока в Южный и проходит через тектоническое нарушение.

При проведении анализа имиджа плотности азимутального ГГКп горизонтальной скважины 9359Г можно наблюдать прерывание субвертикальной границей, а также увеличение значения сопротивления (рис. 6), что является критериями для выделения разлома.

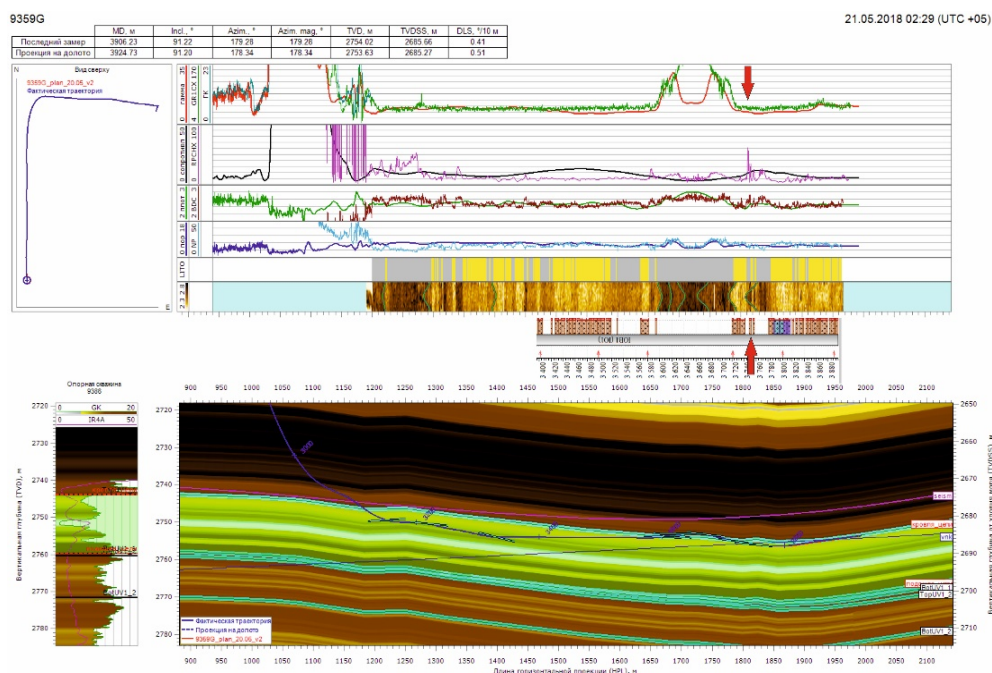


Рис. 6. Имидж плотности азимутального гамма-гамма плотностного каротажа по скважине 9359Г Третьего месторождения

Координаты точки пересечения траектории горизонтального ствола скважины 9359Г с разломом по имиджу плотности ГГКп и по сейсмическим материалам совпадают в пределах 9 метров. Таким образом, имидж плотности подтверждает тектоническое нарушение. Сходимость сейсмических данных ГГКп и данных бурения скважины высокая.

Выводы

Был проведен анализ геолого-геофизической характеристики по приведенным месторождениям, в частности, по скважинам 1801Г, 1802Г и 1805Г Первого месторождения, траектории которых проходят через предполагаемое тектоническое нарушение, выделяемое по сейсмическим данным с недостаточной уверенностью. Данные азимутального гамма-гамма плотностного каротажа (имиджа плотности) при сопоставлении с данными сейсмоки помогли увеличить степень достоверности выделения флюидопора, а также позволили уточнить поведение структурной поверхности продуктивного объекта. Данный метод также был опробован на Втором и Третьем месторождениях, где тектонические нарушения выделялись по сейсмическим данным.

Данная работа показала, что без дополнительного бурения можно привлечь информацию, полученную при бурении горизонтальных скважин, в зоне неподтверждения геологической модели результатами эксплуатации скважин и уточнить сложную структуру, а также устранить неточности при дальнейшей разработке месторождения.

Учет результатов интерпретации геофизических исследований горизонтальных скважин повышает обоснованность и достоверность геологической модели. Однако стоит отметить, что бурение горизонтальных скважин только с целью уточнения наличия и положения тектонических нарушений, требующих доизучения, не рекомендуется.

Список источников

1. Геонавигация в условиях незакартированных разломов на месторождении им. В. Виноградова АО «РИТЭК» / М. Э. Ахмадуллин, Д. А. Волков, А. Л. Карандей [и др.]. – Текст : непосредственный // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2016. – № 3. – С. 42–44.
2. Павлов, Е. Каротаж в процессе бурения. Применение LWD на примере пласта ЮВ₁ Урьевского месторождения / Е. Павлов, М. Мазитов, Н. Моор. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 2. – С. 74–77.
3. Сребродольская, М. А. Выделение проницаемых интервалов по данным азимутального прибора гамма-гамма плотностного каротажа в горизонтальных скважинах / М. А. Сребродольская. – Текст : непосредственный // Новые идеи в науках о Земле. Материалы XV Международной научно-практической конференции : в 7 томах, Москва, 01–02 апреля 2021 г. Т. 5 : Развитие новых идей и тенденций в науках о Земле : геология, геотектоника, геодинамика, региональная геология, палеонтология. – Москва : Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 2021. – С. 96–99.

4. Фёдорова, А. Ю. Возможности и особенности микросканеров в процессе бурения горизонтальных скважин / А. Ю. Фёдорова, М. А. Сребродольская. – Текст : непосредственный // ГЕОЕВРАЗИЯ 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии: труды Международной геолого-геофизической конференции, Москва, 05–08 февраля 2018 г. – Тверь : ООО «ПолиПРЕСС», 2018. – С. 406–409.
5. Мутаев, С. З. Повышение достоверности геологической модели объекта со сложной разломной тектоникой на основе привлечения горизонтальных скважин / С. З. Мутаев. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 2 (55). – С. 41–44.
6. Практические аспекты интерпретации данных ГИС в горизонтальных скважинах / А. В. Чашков, Е. В. Шкунов, Е. И. Черепанова, К. Ежов. – Текст : непосредственный // Техническая конференция SPE «ПЕТРОФИЗИКА XXI : Навстречу новым вызовам», Петергоф, 06–07 июня 2016 г.

References

1. Akhmadullin, M. E., Volkov, D. A., Karandey, A. L., Orlov, A. Yu., Timochkin, S. N., & Yanochkin, S. V. (2016). Geonavigatsiya v usloviyakh nezakartirovannykh razlomov na mestorozhdenii im. V. Vinogradova AO "RITEK". Business magazine Neftegaz.RU, (3), pp. 42-44. (In Russian).
2. Pavlov, E., Mazitov, M., & Moor, N. A. (2011). Karotazh v protsesse bureniya. Primenenie LWD na primere plasta UV₁ Ur'evskogo mestorozhdeniya. Oil and Gas Vertical, (2), pp. 74-77. (In Russian).
3. Srebrodol'skaya, M. A. (2021). Vydelenie pronitsaemykh intervalov po dannym azimutal'nogo pribora gamma-gamma plotnostnogo karotazha v gorizonta'nykh skvazhinakh. New Ideas in Earth Sciences. Proceedings of the XV International Scientific and Practical Conference: in 7 volumes, Moscow, April, 01-02, 2021. Volume 5: Development of new ideas and trends in earth sciences: geology, geotectonics, geodynamics, regional geology, palaeontology. Moscow, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting Publ., pp. 96-99. (In Russian).
4. Fedorova, A. Yu., & Srebrodol'skaya, M. A. (2018). Vozmozhnosti i osobennosti mikroskanerov v protsesse bureniya gorizonta'nykh skvazhin. GEOEVRAZIYA 2018. Sovremennyye metody izucheniya i osvoeniya neдр Evrazii: trudy Mezhdunarodnoy geologo-geofizicheskoy konferentsii, Moscow, February, 5-8, 2018. Tver, PoliPRESS LTD Publ., pp. 406-409. (In Russian).
5. Mutaev, S. Z. (2017). Increasing the accuracy of geological model of the object with complicated fault system by horizontal wells engaging. Exposition Oil & Gas, (2(55)), pp. 41-44. (In Russian).
6. Chashkov, A. V., Shkunov, E. V., Cherepanova, E. I., & Yezhov, K. (2016). Prakticheskie aspekty interpretatsii dannykh GIS v gorizonta'nykh skvazhinakh. Tekhnicheskaya konferentsiya SPE "PETROFIZIKA XXI: Navstrechu novym vyzovam", Peterhof, June, 6-7, 2016. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Ильмендеева Алена Викторовна,
ведущий геолог, филиал ООО
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалым-
НИПИнефть» в г. Тюмени, Alena.Ilmende
deeva@lukoil.com

Alena V. Ilmendeeva, Leading
Geologist, KogalymNIPIneft Branch of
LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen,
Alena.Ilmendeeva@lukoil.com

Носов Никита Валерьевич, геолог 2-й категории, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалым-НИПИнефть» в г. Тюмени
Nikita V. Nosov, Geologist of the 2nd category, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen

Статья поступила в редакцию 23.08.2023; одобрена после рецензирования 07.09.2023; принята к публикации 14.09.2023.

The article was submitted 23.08.2023; approved after reviewing 07.09.2023; accepted for publication 14.09.2023.