

УДК 550.822.7

DOI 10.21285/0130-108X-2016-57-4-48-61

## ПУТИ ПРОГНОЗА ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ НА КОВЫКТИНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

© А.И. Ильин<sup>1</sup>, А.Г. Вахромеев<sup>2</sup>, С.А. Сверкунов<sup>3</sup>, А.В. Поспеев<sup>4</sup>, И.В. Горлов<sup>5</sup><sup>1-3</sup>Иркутский национальный исследовательский технический университет, 664074, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.<sup>3,4</sup>Институт земной коры СО РАН, 664033, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 128.<sup>5</sup>ООО «Газпромгеологоразведка», 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Герцена, 70.

Горно-геологические условия бурения глубоких скважин на нефть и газ на территории юга Сибирской платформы отличаются высокой сложностью проектирования и строительства. Осложняющим фактором является наличие в карбонатно-галогенной толще кембрия пластов-коллекторов, проявляющихся поглощениями бурового раствора либо фонтанными притоками пластового флюида, связанными с аномально высоким пластовым давлением.

Аномально высокие пластовые давления во флюидной системе карбонатов кембрия достигают значений  $K_a$  2,35–2,65. Установлено, что аномально высокие пластовые давления, вызывающие интенсивные рапопроявления, приурочены к межсолевым изолированным карбонатным коллекторам и обусловлены главным образом геостатической нагрузкой. Использование данных комплексных геофизических методов, а также опыта бурения предыдущих скважин позволяет во многих случаях значительно снизить риски возникновения аварийных ситуаций. Учет горно-геологических условий должен лежать в основе как проектных решений, так и рабочих регламентов по безаварийному ведению буровых работ.

Ковыктинское газоконденсатное месторождение является одним из эталонных объектов юга Сибирской платформы, задача проводки и проектирования глубоких скважин на нем входит в производственный план. Оценка горно-геологических условий бурения проектных скважин возможна с помощью комплексирования геофизических методов и составления прогнозных карт с указанием возможных зон осложнений. Авторами рассматриваются геофизические методы, необходимые для построения геоэлектрического разреза, а также необходимость построения физико-геологических моделей объекта. Прогноз существенно облегчит задачу эксплуатационного бурения в связи с тем, что проектирование профилей скважин будет корректироваться в зависимости от наличия зон осложнений. При этом будет выбираться такой профиль, который будет идти максимально в обход прогнозируемых участков зон осложнений.

*Ключевые слова:* бурение, поглощение, газонефтеводопроявление, флюидная система, прогноз.

**Формат цитирования:** Ильин А.И., Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Поспеев А.В., Горлов И.В. Пути прогноза горно-геологических условий бурения на Ковыктинском газоконденсатном месторождении // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2016. № 4 (57). С. 48–61. DOI 10.21285/0130-108X-2016-57-4-48-61.

---

<sup>1</sup>Ильин Антон Игоревич, аспирант кафедры нефтегазового дела, e-mail: iai@ierp.ru

Ilyin Anton, Postgraduate of the Department of Oil and Gas Business, e-mail: iai@ierp.ru

<sup>2</sup>Вахромеев Андрей Гелиевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры нефтегазового дела, e-mail: andrey\_igr@mail.ru

Vakhromeev Andrey, Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor of the Department of Oil and Gas Business, e-mail: andrey\_igr@mail.ru

<sup>3</sup>Сверкунов Сергей Александрович, аспирант кафедры нефтегазового дела ИРНТУ, инженер лаборатории геологии нефти и газа ИЗК СО РАН, e-mail: dobro\_75@mail.ru

Sverkunov Sergey, Postgraduate of the Department of Oil and Gas Business INRTU, Engineer of the Laboratory of Oil and Gas of the Institute of the Earth Crust SB RAS, e-mail: dobro\_75@mail.ru

<sup>4</sup>Поспеев Александр Валентинович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, ведущий научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа, e-mail: avp@ierp.ru

Pospееv Alexander, Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor, Leading Researcher of the Laboratory of Oil and Gas Geology, e-mail: avp@ierp.ru

<sup>5</sup>Горлов Иван Владимирович, начальник отдела, e-mail: i.gorlov@ggr.gazprom.ru

Gorlov Ivan, Head of the department, e-mail: i.gorlov@ggr.gazprom.ru

## THE WAYS TO PREDICT MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS OF DRILLING ON THE KOVYKTA GAS-CONDENSATE FIELD

**A.I. Ilyin, A.G. Vakhromeev, S.A. Sverkunov, A.V. Pospeev, I.V. Gorlov**

Irkutsk National Research Technical University, 83, Lermontov St., Irkutsk, 664074, Russia.

Institute of the Earth Crust SB RAS, 128, Lermontov St., Irkutsk, 664033, Russia.

LLC Gazpromgeologorazvedka, 70, Gertsena St., Tyumen, 625000, Russia.

Mining and geological conditions of deep well drilling for oil and gas in the South of the Siberian platform are characterized with high complexity of designing and construction. The complicating factor is the availability of reservoir beds in carbonate and halogen Cambrian thickness which are manifested either by the absorption of drilling muds or the free flows of formation fluids associated with abnormally high reservoir pressure.

Abnormally high reservoir pressures in the fluid system of Cambrian system carbonates reach the values of  $K_a$  2,35–2,65. It is determined that abnormally high reservoir pressures causing intensive manifestations of brines are limited to intersalt isolated carbonate collectors and are mainly caused by a geostatic load. The use of these complex geophysical methods, as well as the experience of previous well drilling allows a considerable reduction of emergency risks. Accounting of mining and geological conditions should be the cornerstone of both project decisions and working regulations on accident-free drilling.

The Kovykta gas-condensate field is one of the reference objects in the south of the Siberian platform where the task of deep well drilling and designing is included in the production plan. Mining and geological conditions of planned well drilling can be assessed through the integration of geophysical methods and creation of forecast maps where the possible zones of complications are indicated. The authors deal with the geophysical methods required for the creation of a geoelectric section as well as with the necessity to create physical and geological models of an object. The forecast will significantly facilitate the task of production drilling since the design of well profiles will be corrected depending on the availability of the zones of complications. In this case, the chosen profile will maximally go round the predicted sites of the zones of complications.

*Keywords: drilling, absorption, gas and oil water manifestation, fluid system, forecast*

**For citation:** Ilyin A.I., Vakhromeev A.G., Sverkunov S.A., Pospeev A.V., Gorlov I.V. The ways to predict mining and geological conditions of drilling on the Kovykta gas-condensate field. Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences, Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Prospecting and Exploration of Ore Deposits. 2016. No. 4 (57). Pp. 48–61. DOI 10.21285/0130-108X-2016-57-4-48-61.

### Введение

На Ковыктинском газоконденсатном месторождении (ГКМ) продолжается бурение разведочных скважин, пробурены эксплуатационные скважины с горизонтальным стволом в продуктивном парфеновском горизонте. По состоянию на 2016 г. в пределах Ковыктинского ГКМ пробурено всего 77 скважин: 5 параметрических, 26 поисково-оценочных, 40 разведочных, 7 эксплуатационных.

Геологический разрез Ковыктинского ГКМ характеризуется сложными горно-геологическими условиями бурения. Наиболее распространенным осложнением является поглощение бурового раствора вплоть до катастрофического. При бурении в надсолевом терригенно-карбонатном комплексе поглощения были зафиксированы практически во всех скважинах. При бурении в галогенно-карбонатном комплексе вероятность вскрытия зон поглощения бурового раствора

наиболее высокая в келорском и бильчирском горизонтах. С увеличением глубины бурения вероятность вскрытия зон поглощения уменьшается.

Самым тяжелым и опасным осложнением в процессе бурения на Ковыктинском ГКМ является вскрытие объектов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), приуроченных к галогенно-карбонатной гидрогеологической формации. Величина пластового давления в зонах АВПД значительно превышает величину, соответствующую градиенту пластового давления для разреза Ковыктинского месторождения, и сопоставима с величиной горного давления. Вскрытые бурением объекты с АВПД приурочены к регионально распространенным карбонатным пластам, насыщенным высокоминерализованными пластовыми водами (рапой). Также одной из актуальных проблем Ковыктинского месторождения является вероятность вскрытия объектов с АВПД,

приуроченных к неизвестным межсолевым карбонатным пластам.

На Ковыктинском ГКМ интенсивные рапопроявления при бурении происходили в скважинах № 3-КОВ, 18-КОВ, 26-КОВ, 52-КОВ, 60-КОВ, 61-КОВ, 64-КОВ, 72-КОВ. На соседней Грузновской площади они происходили в скважинах № 1 и 134, на Жарковской площади – в скважине № 133, в скважинах Южно-Ковыктинской площади. При этом во многих скважинах было зафиксировано чередование поглощений и фонтанирующих притоков по разрезу соленосной формации. Так, в скважине № 60 при бурении на газожидкостные смеси переливы, выбросы и газопроявления чередовались с поглощениями. В скважине № 3-КОВ ниже рапопроявляющего бильчирского горизонта было встречено поглощение интенсивностью 2–5 м<sup>3</sup>/ч в атовском горизонте.

#### **Характеристика скважин на центральном блоке КГКМ**

В центральной, наиболее продуктивной и освоенной части месторождения пробурены 7 эксплуатационных и более 20 поисково-разведочных скважин. В центральной части месторождения было пробурено несколько скважин, вскрывших рассолонасыщенный коллектор, с аномально высоким пластовым давлением на разных стратиграфических уровнях в интервале галогенно-карбонатного комплекса (скважины № 3-КОВ, 18-КОВ, 72-КОВ). Остальными скважинами в процессе бурения были вскрыты интервалы поглощений бурового раствора на различных уровнях. Трудность оценки геологических границ распространения зоны АВПД заключается в сложном характере их размещения по площади месторождения, при вскрытии бурением отмечается чередование как интенсивных рапопроявлений, так и поглощений бурового раствора.

Скважинами вскрыт обычный для юга Сибирской платформы разрез. Подробное изучение геологического разреза осложняется недостатком геолого-геофизической информации: отсутствием кернового материала, испытаний и опробований

горизонтов-коллекторов (кроме парфеновского), а также полного комплекса ГИС по большинству старых скважин. Изучение горизонтов-коллекторов в представленной выборке скважин осуществлено только по данным ГИС. Исключением является бильчирский и биркинский горизонты, которые проявили себя притоками пластового флюида в скважинах 3-КОВ и 18-КОВ, 72-КОВ.

В скважине № 3 с глубин 1330–1338 м отмечен самоизлив рассола дебитом до 86–110 м<sup>3</sup>/сут. и плотностью 1,28 г/см<sup>3</sup>. Давление на устье составило 7,8 МПа, расчетное пластовое давление – 24,69 МПа. В результате участок проявления пришлось изолировать посредством обсадной колонны и цементажа. При дальнейшем прохождении скважины были получены фонтанные притоки рассолов с АВПД, которые были приурочены к балыхтинскому и осинскому горизонтам.

Выход обильно газированного бурового раствора зафиксирован в нижнеангарской подсвете (бильчирский горизонт) из интервала 1146–1164 м скважины № 18-КОВ. В скважине № 18 приток разгазированной рапы получен при вскрытии христофоровского горизонта в интервале 1960–1971 м. В кровельной части усольской свиты (1996–2001 м) был получен приток рапы из балыхтинского горизонта с АВПД 46 МПа ( $K_a = 2,3$ ) и дебитом 7,3 м<sup>3</sup>/ч (173 м<sup>3</sup>/сут.). Самое интенсивное рассолопроявление с дебитом около 5000 м<sup>3</sup>/сут. началось с глубины 2076 м, при вскрытии бурением межсолевой трещинно-жильной зоны в карбонатах толщиной не более 2 м с аномальными параметрами по пластовому давлению (47 МПа).

В результате проявления АВПД можно разделить на два вида: с постепенно увеличивающимся дебитом (скважина № 3) и с аварийным выбросом и далее переливом рассола стабильным дебитом (скважина № 18). Это говорит о том, что в аномальном коллекторе (АК) флюидная система представлена рапой с газовой шапкой.

Одним из главнейших факторов, определяющих характер существования в

природе подземных гидродинамических систем, является пластовое давление – это давление флюида в пластах-коллекторах, находящихся в условиях естественного залегания. Гидродинамический режим флюидонапорных систем в разрезе Ковыктинского месторождения обусловлен многими геологическими и гидрогеологическими факторами. Основными из них являются:

- гидростатический напор;
- геостатическое давление на каркас коллектора и флюидоносные горизонты от вышележащих толщ горных пород;
- степень гидродинамической изолированности водоносных горизонтов;
- фильтрационные свойства пород флюидоносных и флюидоупорных горизонтов.

Пластовые давления флюидных систем, сформированные под воздействием перечисленных факторов, изменяются на месторождении в широких пределах – от аномально низких до аномально высоких. Для оценки распределения значений пластовых давлений по разрезу проведены расчеты для поглощающих и приточных объектов, вскрытых скважинами. Основой расчетов послужили данные о глубине, плотности промывочной жидкости, статические уровни в скважинах, плотности пластового флюида и измеренные величины пластового давления.

Аномальность давления принято оценивать по коэффициенту аномальности  $K_a$ , который рассчитывается по упрощенной формуле:

$$K_a = \frac{P}{P_{yz}} = \frac{P}{H\gamma_в g}, \quad (1)$$

где  $P$  – пластовое давление на глубине  $H$ ;  $P_{yz}$  – условное гидростатическое давление на той же глубине, МПа;  $H$  – расстояние по вертикали от точки замера (или расчета) пластового давления до устья скважины, м;  $\gamma_в$  – плотность пресной воды, г/см<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение силы тяжести.

$$P_{yz} = H\gamma_в g. \quad (2)$$

Пластовое давление в зонах поглощений определяется так:

$$P = H_{ст} \gamma_{плж} g, \quad (3)$$

где  $H_{ст}$  – статический уровень промывочной жидкости в скважине, м;  $\gamma_{плж}$  – плотность промывочной жидкости, г/см<sup>3</sup>.

Пластовое давление в зонах притока пластового флюида определяется следующим образом:

$$P = H\gamma_{фл} g + P_{устье}, \quad (4)$$

где  $H$  – глубина притока пластового флюида, м;  $\gamma_{фл}$  – плотность пластового флюида, г/см<sup>3</sup>;  $P_{устье}$  – давление, создаваемое пластовым флюидом на устье скважины, МПа.

Результаты расчетов (таблица) показывают, насколько сильно отличаются барические условия флюидных систем, вскрытых разными скважинами. Например, величина пластового давления в бильчирском горизонте кембрия, измеренная в скважине № 3, превышает в два раза величину пластового давления в этом же горизонте в скважине № 53.

#### **Характеристика разреза центрального блока Ковыктинского ГКМ по данным бурения и ГИС**

Геологический разрез центрального блока Ковыктинского ГКМ до проектного горизонта вскрыт тремя скважинами 21-КОВ, 3-КОВ и 53-КОВ. Скважины 18-КОВ и 72-КОВ были остановлены в интервале галогенно-карбонатных отложений кембрия из-за невозможности продолжить бурение. По данным бурения скважин наблюдается изменение мощности литвинцевской, ангарской и бельской соленосных свит. Все скважины пробурены с осложнениями в виде поглощений и притоков пластовых флюидов с АВПД (рис. 1).

Скважинами вскрыты отложения от ордовика до ушаковской свиты рифея. Отложения фундамента данными скважинами на центральном блоке Ковыктинского ГКМ не вскрыты. Отложения среднего отдела ордовика вскрыты скважиной № 21.

Отложения верхнего отдела кембрия (верхоленская и илгинская свиты) представлены чередующимися между собой пластами песчаников, алевролитов,

## Расчетные и измеренные пластовые давления по данным бурения скважин

Свита/горизонт	21-КОВ		3-КОВ		18-КОВ		72-КОВ		53-КОВ	
	<i>H</i> , м	<i>P</i> , МПа								
Верхоленская					50	0,5	50	0,5		
Верхоленская					80	0,8				
Верхоленская	540	5,3								
Литвинцевская							850	9		
Литвинцевская							900	10		
Келорский горизонт-коллектор									730	8
Келорский горизонт-коллектор									770	8,5
Верхнеангарская							920	12		
Верхнеангарская							1000	13	850	11
Бильчирский горизонт-коллектор			1900	25*					1000	13
Биркинский горизонт-коллектор					1000	13*	2700	36*	1150	15
Атовский горизонт-коллектор									1460	19
Христофоровский горизонт-коллектор					3000	40*				
Балыхтинский горизонт-коллектор			2150	28	3300	44*				
Межсолевой горизонт-коллектор					3500	46*				
Осинский горизонт-коллектор			2600	34						
Парфеновский горизонт-коллектор	3300	25,7*	3300	25,7*					3300	25,9*

Примечание: *P*\* – измеренные в ходе испытаний и опробования, *H* – статический уровень.

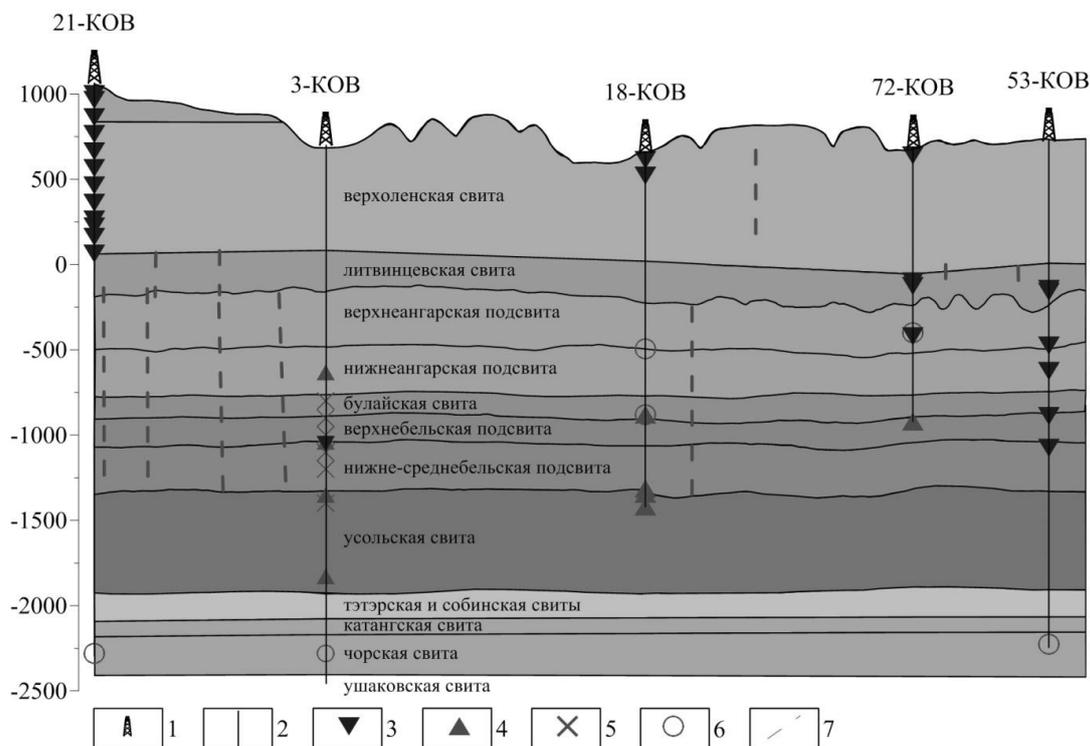


Рис. 1. Разрез центрального блока Коввыктинского ГКМ по данным бурения скважин и сейсмозвездки: 1 – скважина; 2 – ствол скважины; 3 – поглощение бурового раствора; 4 – приток рапы с АВПД; 5 – смятие обсадной колонны; 6 – приток газа; 7 – тектонические нарушения, выделенные по данным сейсмозвездки

аргиллитов, редкими прослоями известняков, доломитов и мергелей, редкими прослойками и включениями гипса.

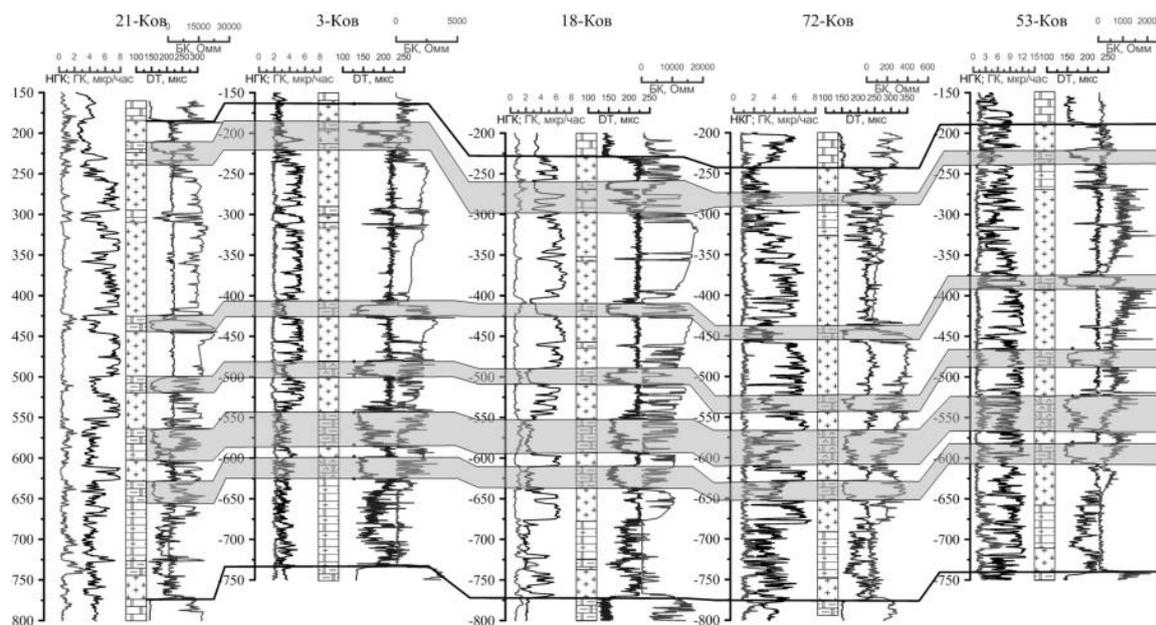
Нижний и средний отделы кембрия представлены галогенно-карбонатными отложениями литвинцевской, ангарской, булайской, бельской и усольской свит.

**Литвинцевская свита ( $E_1 lt$ ).** В нижней части литвинцевской свиты преобладают доломиты массивные, иногда кавернозные, с подчиненными прослоями каменных солей, глинистых доломитов, ангидритов, ангидрито-доломитов. Здесь выделяется келорский горизонт толщиной около 50–60 м. Верхняя часть свиты представляет собой толщу ангидритов, каменных солей, доломитов, с подчиненными прослоями известняков, глинистых доломитов и кварцевых карбонатных песчаников. Келорский горизонт, проявивший себя интенсивными поглощениями от 4 м<sup>3</sup>/ч до полного, распространен практически на всей территории месторождения.

**Ангарская свита ( $E_1 an$ ).** Ангарская свита сложена соленосно-карбонатными отложениями – доломитами, известняками, каменной солью с прослоями ангидритов, доломито-ангидритов, аргиллитов, галопелитов (рис. 2). В верхней части ниж-

неангарской подсвиты выделяется бильчирский горизонт, состоящий из четырех пластов массивных доломитов известковистых, редко известняков, ангидрито-доломитов, разделенных прослоями каменных солей. Общая толщина горизонта – 138–157 м. Бильчирский горизонт состоит из четырех пластов (Б1 – Б2 – Б3 – Б4), которые разделены пластами соли. Горизонт проявил себя поглощениями от 1 до 30–40 м<sup>3</sup>/ч, в ряде скважин – до полного, и притоками газа и пластовой воды. Пласты бильчирского горизонта по простиранию разобщены на отдельные блоки с различными пластовыми давлениями, поэтому одни скважины дают выбросы и самоизливы флюидов (газ, рапа), другие поглощают.

**Булайская свита ( $E_1 bl$ ).** Сложена доломитами мелкокристаллическими, массивными, плотными. В нижней части отмечаются прослой доломито-ангидритов, глинистых доломитов, песчаников. Булайская свита по региональным представлениям делится на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена глинисто-ангидрито-доломитовыми породами. Верхняя подсвита сложена однородными доломитами и известняками. Мощность булайской свиты в среднем составляет 150 м.



**Рис. 2. Корреляция разреза ангарской свиты с выделением карбонатных пластов (Б1-Б4) бильчирского горизонта поданным ГИС**  
ГК – гамма-картаж, НГК – нейтронный гамма-картаж,  
ДТ – акустический карттаж, БК – боковой карттаж

В средней части свиты выделяется горизонт-коллектор, из которого получен приток газа в скважине № 18. Коллектором является пласт доломитов, заключенный между двумя пластами аргиллитов. Биркинский горизонт проявил себя поглощениями, притоками газа, газа с водой и рапы.

**Бельская свита ( $E_1 bs$ ).** Отложения бельской свиты залегают согласно на породах усольской. По литологическим признакам свита подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Ввиду однородности состава нижняя и средняя подсвиты объединены. Верхняя подсвита представлена переслаиванием каменных солей с доломитами, известняками, реже глинистыми доломитами. Нижне-среднебельская подсвита представлена известняками, доломитизированными известняками, доломитами, местами кавернозными с включениями гипса и ангидрита. В нижней части встречаются тонкие прослои каменной соли. В кровле выделяется атовский горизонт, состоящий из трещиноватых и кавернозных доломитов и известняков, мощностью 58–65 м. При его вскрытии происходило поглощение бурового раствора. К подошве подсвиты приурочен христофоровский горизонт доломитов с прослоями известняков, доломито-ангидритов и глинистых доломитов. Толщина горизонта – 57–64 м.

Христофоровский горизонт выделяется в подошвенной части бельской свиты, а балыхтинский – в кровельной части усольской свиты. Отсутствие на месторождении надежной изолирующей соленосной перемишки между этими горизонтами позволяет рассматривать их в качестве единого христофоровско-балыхтинского резервуара. Из этого резервуара из скважин № 18-КОВ, 52-КОВ, 60-КОВ, 61-КОВ, 64-КОВ получены мощные фонтаны рапы с минерализацией до 500–600 г/л при плотности до 1,40–1,42 г/см<sup>3</sup> с АВПД. Вместе с рапой из скважин № 52 и 64 поступал газ.

**Усольская свита ( $E_1 us$ ).** Свита представлена переслаиванием каменных солей, доломитов, известняков, глинистых

доломитов, доломито-ангидритов. В низах свиты выделяется осинский пласт доломитов, известняков и доломитизированных известняков мощностью 45–56 м. В кровельной части разреза свиты выделяется балыхтинский горизонт, сложенный трещиноватыми доломитами с прослоями глинистых доломито-ангидритов. Толщина горизонта – 17–20 м. Толщина усольской свиты в районе изменяется от 446 до 623 м за счет пластичных деформаций солей.

#### **Гидрогеологическая характеристика центрального блока Ковыктинского ГКМ**

Верхняя часть разреза до верхоленской свиты включительно относится к надсолевой формации. Интервал от литвинцевской свиты до балыхтинского горизонта включительно – к соленосной формации. Центральная часть усольской свиты (наиболее соленасыщенная) между балыхтинским и осинским горизонтами выделяется в качестве усольского регионального водоупора, а осинский горизонт и все нижележащие отложения с корой выветривания фундамента отнесены [1, 2] к подсолевой гидрогеологической формации.

Надсолевая формация является зоной активного водообмена. По данным бурения скважин вода в ней пресная (минерализация – менее 1 г/л). В ней выделяется три водоносных комплекса: современных четвертичных образований, ордовикский и илгинско-верхоленский. Водоносный комплекс современных четвертичных образований содержит верховодку и грунтовые пресные воды, приуроченные к пластам аллювиально-делювиальных отложений.

Соленосная формация включает в себя интервалы литвинцевской, ангарской, булайской, бельской и верхи усольской свит. Пресные воды вниз по разрезу быстро засоляются, метаморфизируются [1, 2] и превращаются сначала в хлоридные натриевые соленые воды и рассолы выщелачивания соли, затем – в хлоридные кальциевые и магниевые-кальциевые рассолы с предельно высокой минерализацией до 350–600 г/л и выше. Литвин-

цевская свита содержит несколько водоносных пластов, представленных трещиноватыми и кавернозными карбонатными породами. Они имеют между собой гидродинамическую связь и поэтому условно объединяются в единый келорский водоносный горизонт. Ангарская свита включает в себя два водоносных горизонта – ковыктинский и бильчирский, булайская – биркинский горизонт. Статистические уровни – от 800 до 2700 м. Бельская свита, включая кровлю усольской свиты, содержит три горизонта – атовский, христофоровский и балыхтинский. Статические уровни могут достигать 3500 м.

### **Структурно-геологическая характеристика зон осложнений**

Установлено, что АВПД, вызывающие интенсивные рапопроявления, приурочены к межсолевым изолированным карбонатным коллекторам и обусловлены главным образом геостатической нагрузкой. Важнейший аспект в формировании улучшенных карбонатных коллекторов – изменение знака, смена напряжений от сжимающих, сформировавших соляные структуры типа Жигаловского вала, до растягивающих, раздвигающих. Максимальное развитие трещин установлено в приосевых частях пликративных структур и в более крутых перегибах их крыльев (Жигаловский, Боханский, Марковский валы), то есть на участках повышенных тектонических напряжений [1, 3, 4].

Вероятно, зоны трещиноватости могут служить индикаторами по отношению к зонам распространения вторичных улучшенных коллекторов. Независимо от знаков тектонических движений в течение геологического времени рассматриваемые гидрогеологические структуры с коллектором карстового генезиса должны иметь следующие особенности:

– должны быть захоронены (запечатаны) сохранившимися пластами солей либо кепроковыми шляпами;

– должны быть отрицательными по знаку – воронки, прогибы, мульды, синклиналильные брахиформные складки, сопряженные с аллохтонными антиклиналями; карбонатный массив занимает как в

палео-, так и в современной геологической структуре отрицательную пликративную структурную форму [1];

– должны занимать гипсометрически нижние зоны на границах фациального замещения (выклинивания) – в противоположность положительному знаку, то есть приподнятому положению резервуаров или их частей, благоприятному для сохранения углеводородных залежей;

– закарстованные массивы и переработанные в процессе карста карбонаты должны иметь ослабленный скелет породы.

Последняя особенность означает, что через него на флюид должна передаваться часть горного давления. При этом пластовые флюиды, насыщающие эти резервуары, могут быть под давлением выше пластового, но ниже горного. Это явление характеризует прочность скелета породы и не является в данном случае признаком, по которому можно судить о размерах структуры с АВПД, то есть о ее локальности. Гигантский по размерам в плане закарстованный карбонатный массив может быть обнаружен гидрогеологическим бурением равновероятно с локальной воронкой или линейной зоной трещиноватости [1].

Примечательно, что коллекторы с АВПД не всегда связаны с известными рассолоносными горизонтами. Это тонкие пропластки трещиноватых разрушенных доломитов, которые на смежных площадях не являются коллектором. Исследователями (А.С. Анциферов, А.Г. Вахромеев и др.) отмечена закономерность: при близком значении альтитуды скважины аномальный коллектор встречен на одних и тех же глубинах. Представляется, что при близких параметрах коэффициента аномальности разные скважины вскрывают реально существующую в геологическом разрезе разломную плоскость, подобную тонкой субгоризонтальной пластине с толщиной от десятков сантиметров до одного-двух метров или зону трещиноватости по напластованию, межпластовых срывов [1, 3, 4]. Типичным примером могут служить скважины № 18-КОВ, 52-КОВ, 64-КОВ.

Установлено, что в районе глубоких скважин, вскрывших зоны АК – АВПД в разрезе осадочного чехла юга Сибирской платформы, наблюдается повышенная дислоцированность разреза, описанная в опубликованной литературе как «соляная тектоника». В общем виде этот термин предполагает те или иные пликвативные дислокации пород галогенно-карбонатной толщи. Типичным для соленосной формации является развитие линейной дисгармоничной складчатости, генезис которой связывают с тангенциальными напряжениями и галокинезом [2, 5, 6–8].

#### **Результаты прогноза по данным зондирования методом становлением поля в ближней зоне**

Пласт-коллектор в карбонатно-галогенной толще представляет собой пласт из трещиноватых либо кавернозных доломитов. В качестве водоупоров выступают пласты каменной соли. Коллекторские свойства трещиноватых доломитов, как правило, весьма изменчивы ввиду деятельности тектонической процессов. В случае заполнения пор и каверн пласта-коллектора высокоминерализованными растворами его электрическое сопротивление существенно снижается, иногда на несколько порядков до единиц или долей Ом·м [3]. Таким образом, по электрическим свойствам коллектор резко отличается от перекрывающих и подстилающих плотных пород либо пластов солей (сопротивление солей зачастую превышает 50 кОм·м) [9].

В 2015 г. с учетом новейших представлений об образовании и локализации зон АВПД была проведена переинтерпретация материалов зондирования методом становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) по методике тонкослоистых моделей [10] с выделением бильчирского, биркинского, атовского, христофоровского + балыхтинского, осинского и парфеновского горизонтов-коллекторов. Глубинная привязка горизонтов-коллекторов была проведена по скважинам, межскважинная корреляция осуществлена по данным 2D-сейсморазведки. В ходе инверсии кривых ЗСБ определялось сопротивление горизонтов-

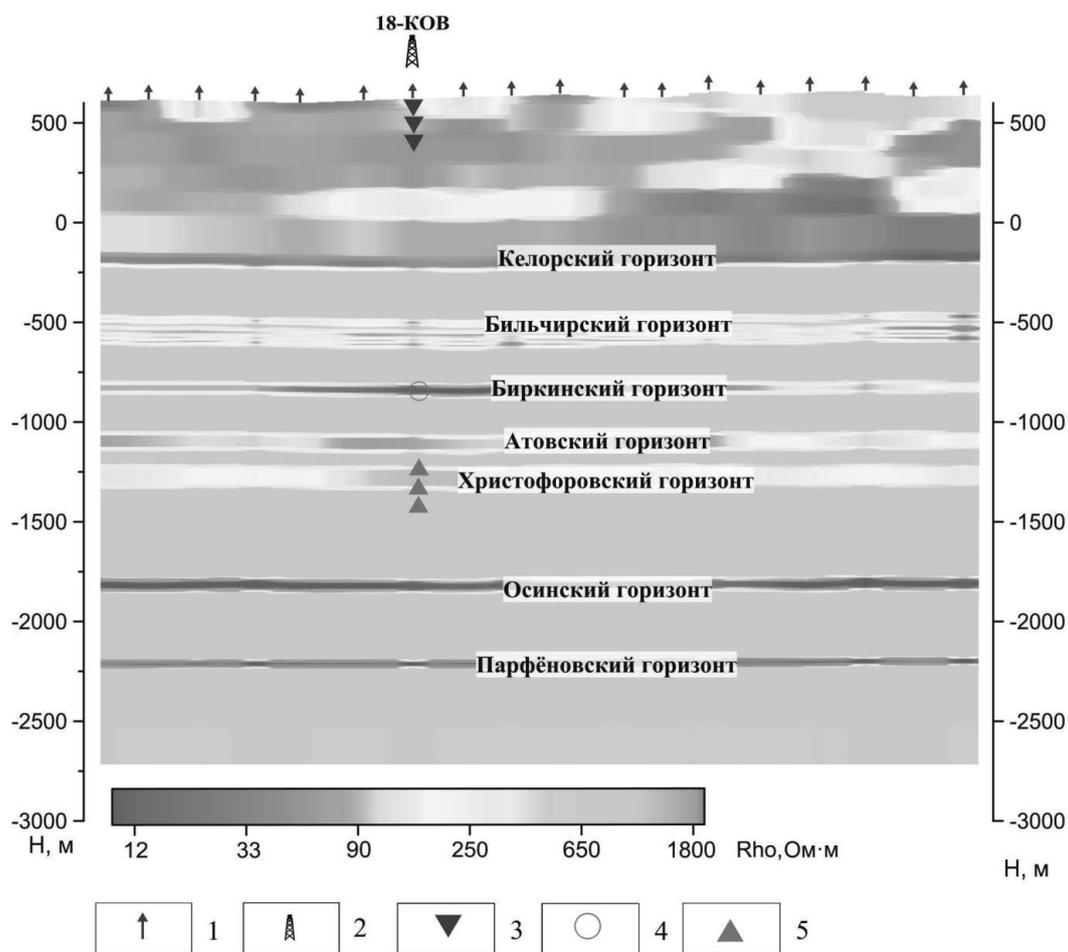
коллекторов, тогда как удельное электрическое сопротивление вмещающих пород закреплено как 800 Ом·м. По результатам инверсии получен тонкослоистый геоэлектрический разрез (рис. 3), а также карты продольной проводимости горизонтов-коллекторов.

Анализируя тонкослоистый геоэлектрический разрез, можно сделать ряд выводов.

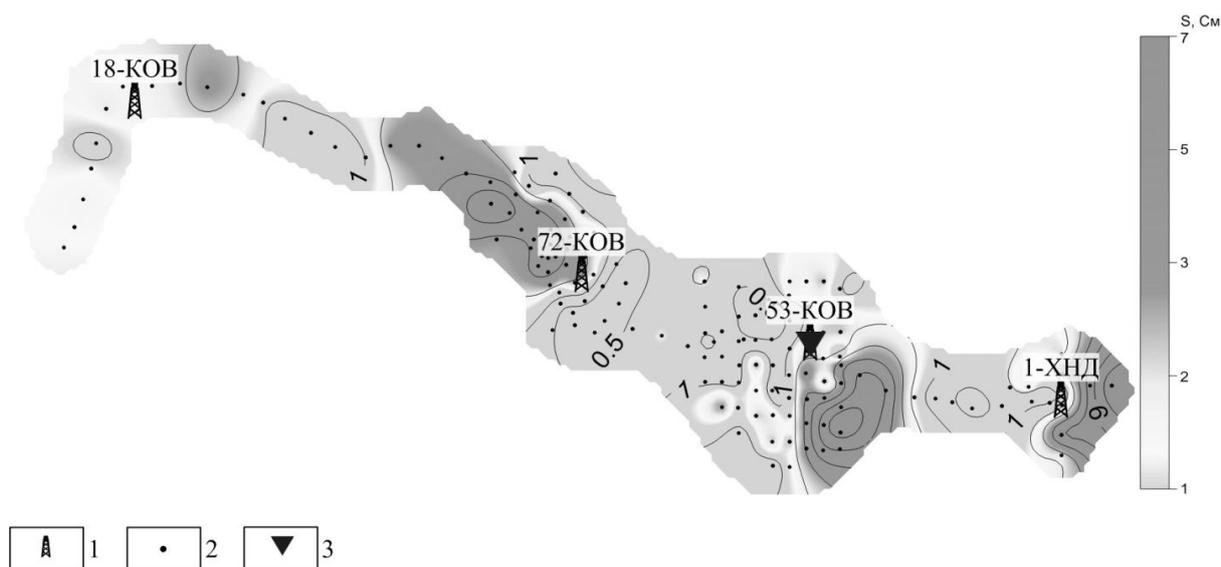
Келорский горизонт распространен регионально и характеризуется преимущественно повышенными значениями проводимости от 0,5 до 7 См. В целом проявляется четкая закономерность для скважин, в которых зафиксированы поглощения, проводимость келорского горизонта превышает 3 См. Таким образом, повышение проводимости келорского горизонта указывает на наличие в нем коллектора, проявляющего себя в процессе бурения поглощениями бурового раствора.

Коллекторские свойства бильчирского горизонта (рис. 4) в отличие от келорского весьма изменчивы. Продольная проводимость горизонта изменяется в широких пределах от долей сименса до 7 См. В пределах исследуемого профиля имеют место четыре области повышенной проводимости бильчирского горизонта, скважины № 18, 72-КОВ пробурены за их пределами. Скважина № 53-КОВ, в которой при бурении зафиксированы поглощения в бильчирском горизонте, находится на границе зоны повышенной проводимости.

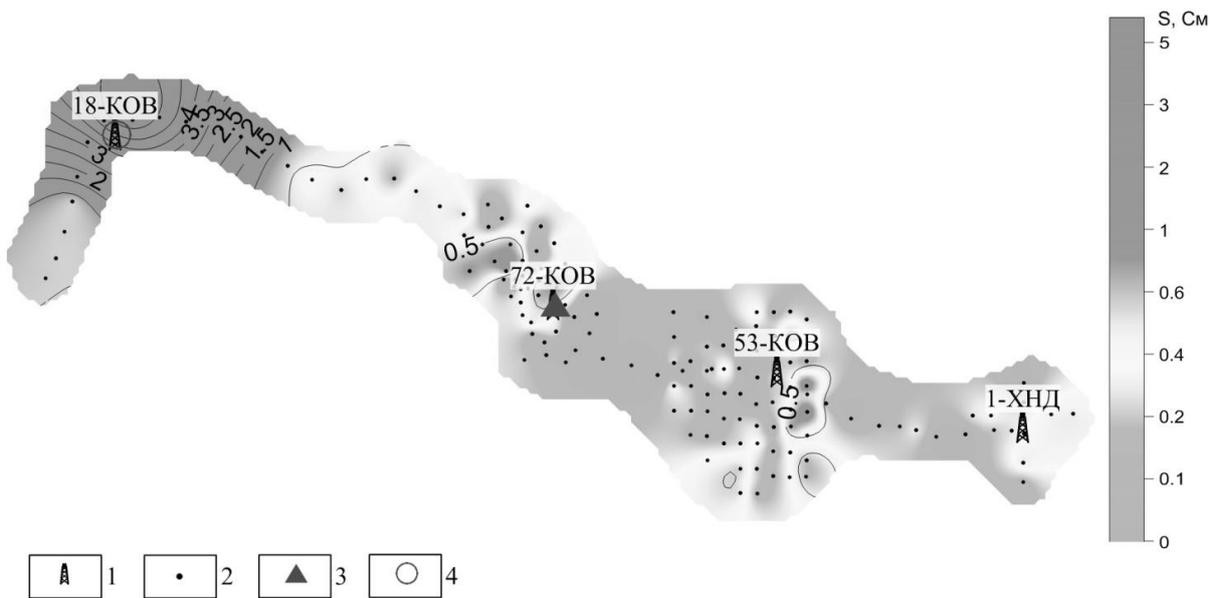
Ниже по разрезу залегает биркинский горизонт, характеризующийся локальным распространением в нем коллектора (рис. 5). Скважина № 18-КОВ расположена в обширной зоне повышенной проводимости биркинского горизонта до 5 См. В результате бурения из указанного интервала получены притоки газа дебитом 25 тыс. м<sup>3</sup>/сут., что подтверждает наличие коллектора. В районе скважины № 53-КОВ проводимость биркинского горизонта низкая, что указывает на отсутствие коллектора (в процессе бурения поглощений в данном интервале не зафиксировано). Скважина № 72 расположена в



**Рис. 3. Фрагмент тонкослоистого геоэлектрического разреза:**  
 1 – точки ЗСБ; 2 – скважина; 3 – поглощение бурового раствора;  
 4 – приток газа; 5 – приток рапы с АВПД



**Рис. 4. Карта продольной проводимости бильчирского горизонта:**  
 1 – скважина; 2 – пункты ЗСБ; 3 – поглощение бурового раствора



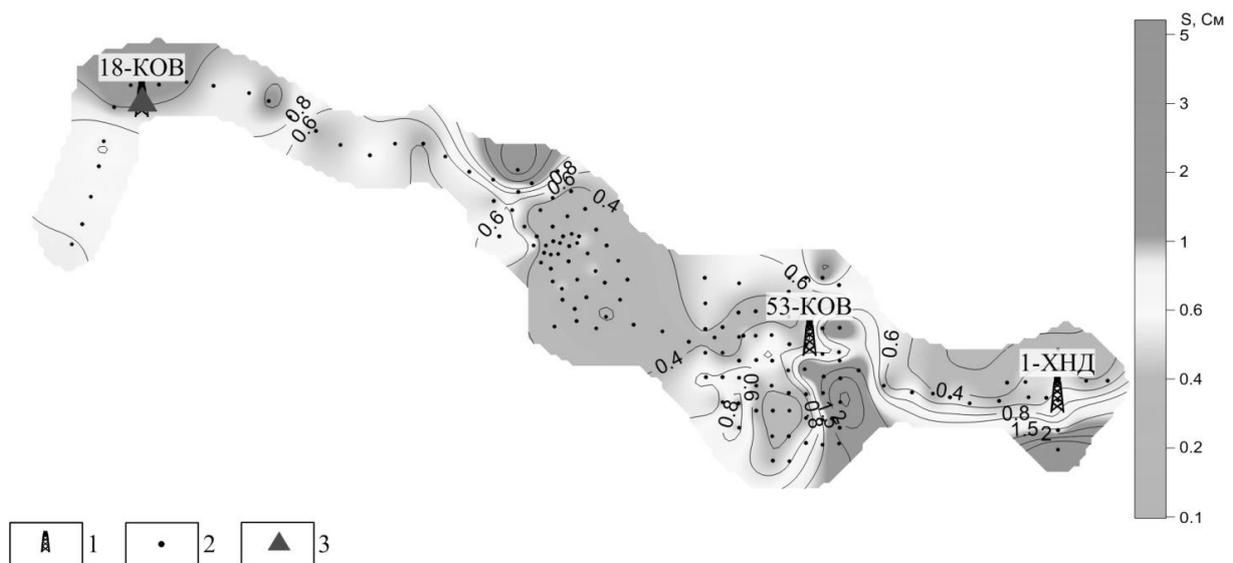
**Рис. 5. Карта продольной проводимости биркинского горизонта:**  
1 – скважина; 2 – пункты ЗСБ; 3 – приток рапы с АВПД; 4 – приток газа

локальной линзе повышенной проводимости 0,5–1 См, что характеризует ограниченную зону развития карбонатного коллектора. В результате бурения в скважины № 72 из биркинского горизонта был получен фонтанный приток рапы дебитом около 4 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Атовский горизонт характеризуется преимущественно пониженными значениями проводимости менее 1 См. Скважина 53-КОВ, в которой зафиксированы поглощения интенсивностью до 48 м<sup>3</sup>/сут.,

расположена в зоне повышенной проводимости до 3–4 См.

Карта продольной проводимости христофоровского горизонта (рис. 6) характеризуется наличием как проводящих (до 5 См) зон, так и отсутствием коллектора (до 0,1 См). Скважина № 53-КОВ относится к зоне ухудшенных коллекторских свойств христофоровского горизонта (проводимость – менее 1 См), что подтверждается отсутствием серьезных осложнений в процессе бурения.



**Рис. 6. Карта проводимости христофоровского горизонта:**  
1 – скважина; 2 – пункты ЗСБ; 3 – приток рапы с АВПД

Скважина 18-КОВ расположена в обширной зоне улучшенных коллекторских свойств горизонта: проводимость достигает 1,1 См. Область повышенной проводимости с юго-запада и востока ограничена зонами пониженной проводимости (менее 0,5 См), что может объясняться сменой литологии горизонта. По результатам бурения в скважине 18-КОВ из христофоровско-балыхтинского резервуара получен фонтан рапы с АВПД дебитом 4,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут., и это подтверждает наличие зоны развития коллектора по ЗСБ.

Осинский горизонт характеризуется преимущественно повышенной проводимостью до 12 См. В процессе бурения рассматриваемых скважин не были отмечены ни поглощения, ни АВПД.

### Заключение

Зоны повышенной проводимости келорского, бильчирского, биркинского, атовского, христофоровского горизонтов нижнего кембрия при вскрытии проявили себя либо поглощениями, либо АВПД и характеризуют наличие флюидонасыщенного коллектора.

Установлен ряд особенностей геоэлектрических параметров разреза, характерных для зон развития коллекторов, вмещающих флюидонапорные системы с АВПД:

1. Флюидонасыщенная зона с АВПД четко локализована и контрастна (по геоэлектрическим характеристикам) по отношению к вмещающим породам.

2. Рассолонасыщенные пласты-коллекторы характеризуются повышенной проводимостью (как правило, более 1 См).

3. Аномальные зоны могут контролироваться тектоническими нарушениями.

4. Комплексование ЗСБ с сейсморазведкой позволит повысить точность прогноза, то есть выделить в разрезе зоны АВПД по акустическим характеристикам волнового поля.

5. Накопленная статистика по пробуренным скважинам на территории Ковыктинского ГКМ и площадям юга Сибирской платформы позволяет увязать геоэлектрические, гидродинамические, барические параметры выделенных горизонтов.

В связи с этим в геологических условиях Ковыктинского ГКМ метод ЗСБ является эффективным инструментом для изучения рассолонасыщенных горизонтов-коллекторов с водным или гидроминеральным насыщением по параметру проводимости или сопротивления. Однако подход к прогнозу горизонтов с АВПД с позиций только электроразведки может быть недостаточным. По результатам работ видно, что для детального прогноза наличия в разрезе Ковыктинского ГКМ аномальных по проницаемости коллекторов требуется использование комплексной физико-геологической модели.

### Библиографический список

1. Вахромеев А.Г. Закономерности формирования и локализации месторождений промышленных рассолов в карбонатных каверново-трещинных резервуарах кембрия юга Сибирской платформы. Иркутск: Изд-во ИРНТУ, 2015. 248 с.

2. Дубровин М.А. Соляная тектоника Верхне-Ленской впадины Сибирской платформы. Новосибирск: Наука, 1979. 95 с.

3. Вахромеев А.Г., Хохлов Г.А. Перспективы прогноза зон рапопроявлений в Верхоленском (Жигаловском)

газоносном районе Иркутской области // Особенности технологии проводки и закачивания скважин в Восточной Сибири и Якутии. Новосибирск, Иркутск: Изд-во ВСНИИГГиМС, 1988, С.140–142.

4. Вахромеев А.Г. Мышевский Н.В., Хохлов Г.А. Аномально высокие пластовые давления как фактор, осложняющий освоение углеводородных месторождений Восточной Сибири // Современная геодинамика и опасные природные процессы в Центральной Азии: фундаментальный и прикладной

аспекты: материалы Всерос. совещ. Иркутск: Изд-во ИЗК СО РАН, 2006. Вып 5. С. 98–119.

5. Анциферов А.С. Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. М.: Недра, 1989. 176 с.

6. Камалетдинов М.А., Сизых В.И., Казанцева Т.Т. [и др.]. Надвиговая тектоника Восточно-Европейской и Сибирской платформ (сравнительная характеристика и значение для нефтегазоносности) // Известия Академии наук Республики Башкортостан. Геология. 2000. № 5. С. 46–60.

7. Кучерук Е.В., Люстих Т.Е. Прогнозирование и оценка аномальных пластовых давлений по материалам геофизических исследований // Геологические и геохимические методы поисков полезных ископаемых. Итоги науки и тех-

ники: методы разведки и оценка месторождений. Разведочная и промысловая геофизика. 1986. Т. 7. 129 с.

8. Сизых В.И. Шарьяжно-надвиговая тектоника окраин древних платформ. Новосибирск: ГЕО, 2001. 154 с.

9. Смирнов А.С., Горлов И.В., Яицкий Н.Н., Горский О.М., Игнатъев С.Ф., Поспеев А.В., Вахромеев А.Г., Агафонов Ю.А., Буддо И.В. Интерпретация геолого-геофизических данных – путь к созданию достоверной модели Ковыктинского газоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. 2016. № 2. С. 56–66.

10. Поспеев А.В., Буддо И.В., Агафонов Ю.А., Кожевников Н.О. Выделение пластов-коллекторов в разрезе осадочного чехла юга Сибирской платформы по данным НЭМЗ // Геофизика. 2010. № 6. С. 47–52.

## References

1. Vakhromeev A.G. *Zakonomernosti formirovaniya i lokalizatsii mestorozhdenii promyshlennykh rassolov v karbonatnykh kavernovo-treshchinnykh rezervuarakh kembriya yuga Sibirskoi platform* [Formation and localization regularities of industrial brine deposits in Cambrian carbonate fractured vuggy reservoirs of the south of Siberian platform]. Irkutsk, IRNITU Publ., 2015. 248 p.

2. Dubrovin M.A. *Solyanaya tektonika Verkhne-Lenskoj vpadiny Sibirskoi platform* [Salinodome tectonics of the Upper Lena depression of the Siberian platform]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1979. 95 p.

3. Vakhromeev A.G., Khokhlov G.A. *Perspektivy prognoza zon rapoproyavlenii v Verkholenskom (Zhigalovskom) gazonosnom raione Irkutskoi oblasti* [Forecast prospects of brine manifestation zones in the Upper Lena (Zhigalovo) gas-bearing area of the Irkutsk region]. *Osobennosti tekhnologii provodki i zakachivaniya skvazhin v Vostochnoi Sibiri i Yakutii* [Features of well drilling and injection technology in Eastern Siberia and Yakutia]. Novosibirsk, Irkutsk, VSNIIGGiMS Publ., 1988, pp.140–142.

4. Vakhromeev A.G. Myshevskii N.V., Khokhlov G.A. *Anomal'no vysokie plastovye davleniya kak faktor, oslozhnyayushchii osvoenie uglevodorodnykh mestorozhdenii Vostochnoi Sibiri* [Abnormally high reservoir pressures as a factor complicating the development of hydrocarbon fields in Eastern Siberia]. *Sovremennaya geodinamika i opasnye prirodnye protsessy v Tsentral'noi Azii: fundamental'nyi i prikladnoi aspekty: materialy Vseros. Soveshch* [Modern geodynamics and hazardous natural processes in the Central Asia: fundamental and applied aspects: Proceedings of the All-Russia Conference]. Irkutsk, IZK SO RAN Publ., 2006. V. 5, pp. 98–119.

5. Antsiferov A.S. *Gidrogeologiya drevneishikh neftegazonosnykh tolshch Sibirskoi platform* [Hydrogeology of the oldest oil and gas strata of the Siberian platform]. Moscow, Nedra Publ., 1989. 176 p.

6. Kamaletdinov M.A., Sizykh V.I., Kazantseva T.T. *Nadvigovaya tektonika Vostochno-Evropeiskoi i Sibirskoi platform (sravnitel'naya kharakteristika i znachenie dlya neftegazonosnosti)* [Thrust tectonics of the East European and Siberian platforms

(comparative characteristics and significance for oil and gas potential)]. *Izvestiya Akademii nauk Respubliki Bashkortostan. Geologiya* [Proceedings of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan], 2000, no. 5, pp. 46–60.

7. Kucheruk E.V., Lyustikh T.E. *Prognozirovanie i otsenka anomal'nykh plastykh davlenii po materialam geofizicheskikh issledovaniy* [Prediction and estimation of abnormal formation pressures based on the data of geophysical studies]. *Geologicheskie i geokhimicheskie metody poiskov poleznykh iskopaemykh. Itogi nauki i tekhniki: metody razvedki i otsenka mestorozhdenii. Razvedochnaya i promyslovaya geofizika* [Geological and geochemical exploration methods. The results of science and technology: prospecting methods and deposit evaluation. Exploration and production geophysics], 1986, V. 7. 129 p.

8. Szykh V.I. *Shar'yazhno-nadvigovaya tektonika okrain drevnikh platform* [Overthrust-folding tectonics of ancient

platform margins]. Novosibirsk, GEO Publ., 2001. 154 p.

9. Smirnov A.S., Gorlov I.V., Yaitskii N.N., Gorskii O.M., Ignat'ev S.F., Pospeev A.V., Vakhromeev A.G., Agafonov Yu.A., Buddo I.V. *Interpretatsiya geologo-geofizicheskikh dannykh – put' k sozdaniyu dostovernoi modeli Kovyktinskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Integration of geological and geophysical data is a way to design an accurate model of the Kovykta gas condensate deposit]. *Geologiya nefii i gaza* [Oil and Gas Geology]. 2016, no. 2, pp. 56–66.

10. Pospeev A.V., Buddo I.V., Agafonov Yu.A., Kozhevnikov N.O. *Vydelenie plastov-kollektorov v razreze osadochnogo chekhla yuga Sibirskoi platformy po dannym NEMZ* [Reservoir identification in the sedimentary cover of South of Siberian platform with the use of non-stationary electromagnetic soundings data] // *Geofizika* [Geophysics], 2010, no. 6, pp. 47–52.

*Статья поступила 16.09.2016 г.*

*Article received 16.09.2016.*