



С.А. Андронов<sup>1</sup>, Е.А. Горенкова<sup>1</sup>, Д.А. Ищук<sup>2</sup>, И.А. Максименко<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

<sup>2</sup>ООО «Газпромнефть-Заполярье»

S.A. Andronov<sup>1</sup>, E.A. Gorenkova<sup>1</sup>, D.A. Ischuk<sup>2</sup>, I.A. Maksimenko<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Gazpromneft STC LLC

<sup>2</sup>Gazpromneft-Zapolyarie LLC

## Газпром нефть: Ключевые неопределенности концепции разработки и подходы к их снятию на примере пласта Ю1 Западно-таркосалинского Месторождения

### Gazprom Neft: A Case Study of the Zapadno-Tarkosalinskoye Field's J1 Reservoir - Development Concept Uncertainties and Solutions

#### Введение

Западно-Таркосалинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в Пуровском районе ЯНАО. Месторождение многопластовое и характеризуется сложным геологическим строением. Целевой интервал – терригенные отложения пласта Ю1. Ключевыми неопределенностями проекта являются уровень водонефтяного контакта (ВНК) и фазовое состояние флюида. Помимо этих факторов на Западно-Таркосалинском НГКМ отмечается аномально высокое пластовое давление (АВПД) в продуктивном горизонте и сложное структурно-

#### Introduction

The Zapadno-Tarkosalinskoye oil and gas condensate field is located in the Purovsky region of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. The field has multilayers and complex geology. The target interval is the terrigenous deposits of the J1 formation. The key uncertainties of the project include the oil-water contact (OWC) level and the phase of the fluids. In addition to these factors the Zapadno-Tarkosalinskoye oil-gas condensate field is characterized with an abnormally high reservoir pressure production interval, and it has a complex structural and tectonic framework with a large number of faults.

тектоническое строение с большим количеством разрывных нарушений.

Освоение нефтяной части месторождения, в частности пласта Ю1, началось в 2018 году.

В рамках выполнения программы опытно-промышленной разработки в период 2018–2020 годов:

- выполнено переиспытание разведочной скважины 2R с проведением ПГИ;
- пробурены пять двуствольных скважин (три с пилотным стволом), две трехствольные скважины (одна с пилотным стволом) и три одноствольные горизонтальные скважины;
- проведены гидродинамические исследования (ГДИС) в четырех эксплуатационных скважинах;
- выполнены исследования методом гидродинамического каротажа (ГДК) в двух пилотных стволах скважин 9PL и 7PL;
- выполнены исследования методом опробования пластов приборами на кабеле (ОПК) в пилотном стволе скважины 7PL;
- отобраны пробы пластовых флюидов. На основе новой геолого-геофизической информации обновлена концептуальная геологическая и гидродинамическая модели с последующей адаптацией на результаты освоения новых эксплуатационных скважин.

## Геологическое строение

К особенностям геологического строения относится осложненность района разломной тектоникой. Вся территория Надым-Пурской и Пур-Тазовской синеклиз Западно-Сибирской плиты подвержена интенсивным тектоническим деформациям сдвиговой природы. Горизонтальные сдвиги фундамента выражены в осадочном чехле кулисообразно построенными системами сбросов и взбросов, фиксирующих шовные зоны горизонтальных сдвигов фундамента. Разрывные нарушения достигают различных стратиграфических уровней, высота проникновения характеризует интенсивность тектонических деформаций в фундаменте. Амплитуда и полярность разломов меняется по глубине. На современном этапе, после снятия горизонтальных напряжений, кулисообразные разломы, вероятно, формируют барьеры проницаемости [1].

В пределах Западно-Таркосалинского лицензионного участка (ЛУ) картируется множество амплитудных опережающих разломов (сбросовая система), ограничивающих кулисообразные складки. На основе комплексного анализа положения разломов и отражающих горизонтов на разрезе установлено левостороннее направление сдвиговых

The development of the oil deposits, including the J1 formation, began in 2018. As part of the pilot development program in 2018-2020:

- exploratory well 2R was re-tested with a downhole logging;
- five dual-lateral wells (three with a pilot wellbore), two tri-lateral wells (one with a pilot wellbore) and three horizontal monobore wells were drilled;
- well tests were carried out in four production wells;
- production logging was performed in two pilot wells 9PL and 7PL;
- reservoir testing was carried out on logging cable in the pilot borehole of well 7PL;
- fluid samples were taken. Based on new geological and geophysical information the conceptual reservoir and hydrodynamic models were updated and matched to the results of the production wells development.

## Geology

The geologic structure features include the trouble zones with fault tectonics. The entire West Siberian Plate, territory of the Nadym-Pur and Pur-Taz synclises, is subjected to intensive tectonic shearing deformations. Horizontal basement shears are observed in the sedimentary mantle with an echelon system of faults and uplifts that fix the suture zones of the horizontal basement shears. The faults reach different stratigraphic levels and the penetration height characterizes the intensity of the basement tectonic deformations. The amplitude and polarity of the faults vary in depth. Currently, after the release of the horizontal stresses the echelon faults probably form permeability barriers [1].

Within the Zapadno-Tarkosalinskiy license area, numerous amplitude faults (faulting system) are mapped limiting the echelon folds. Based on a comprehensive survey of position of the faults and reflectors in the cross-section, a left-lateral shearing direction is defined. Interpretation of the shear deformation trajectories is shown in Fig. 1.

The seismic data in the J1 reflection layer does not show the expected disjunctive fault lines that separate the hydrodynamically isolated block in the north of the deposit the which was confirmed by the drilling logs.

Before drilling the operating wells, identifying the disjunctive dislocations that separate the deposit into blocks was based on the geometry of the Riedel faults. Block 4R was separated by a presumed impermeable shear line (dashed red line, Fig. 1a) which crosses the Riedel echelon fractures whose configuration is traced from the seismic data. Several analogs such as the Ety-Purovskoe and Yrainerskoe fields show the sealing properties of such shears in the sedimentary cover.

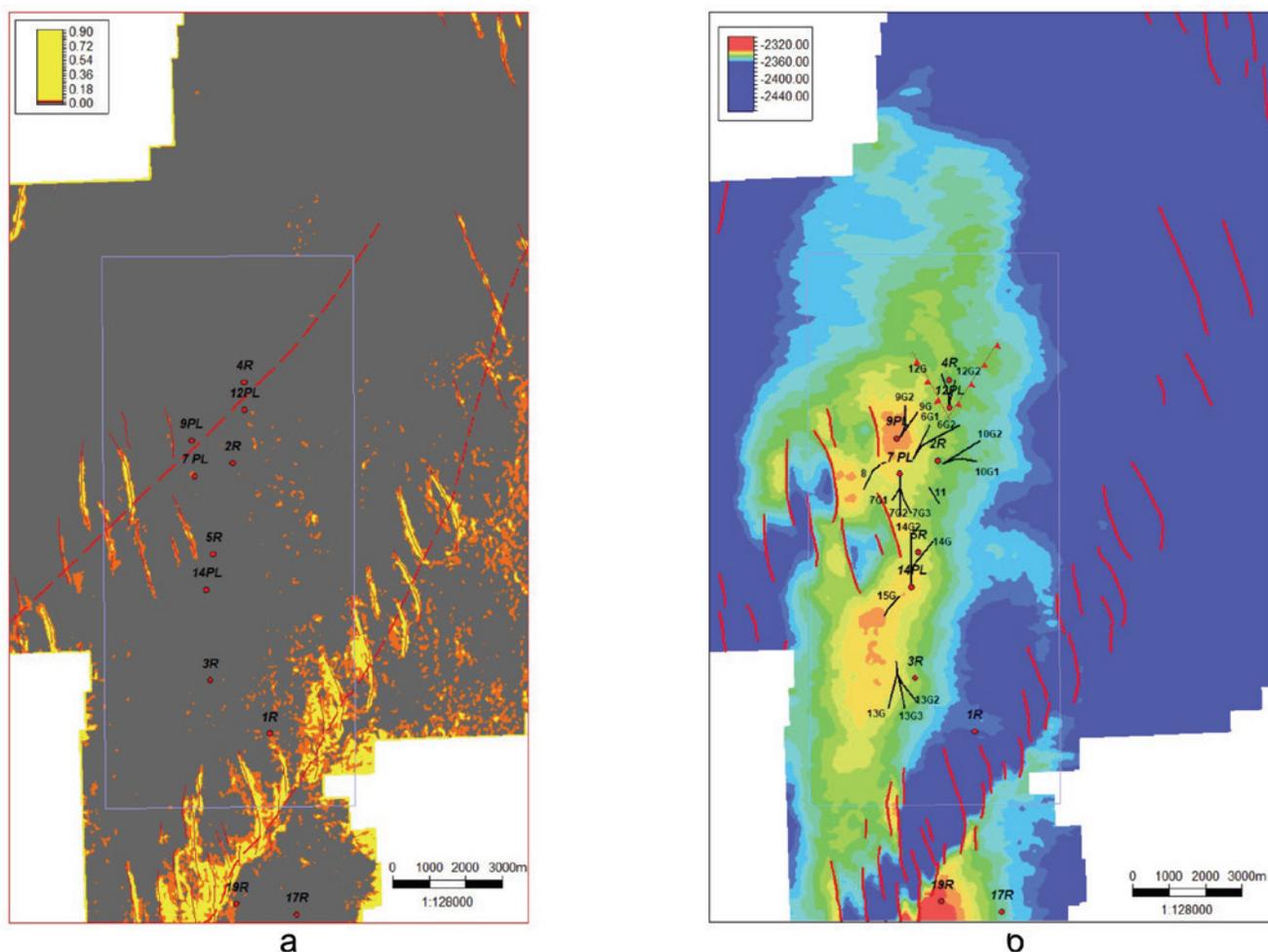


Рис. 1: а – карта когерентности ОГ Ю1; б – карта изохорн ОГ Ю1  
 Fig. 1: a - coherence map of reflectors J1; b - isochron map of reflectors J1

нарушений. На рис. 1 приведена интерпретация траекторий сдвиговых деформаций.

На сейсмических данных в интервале отражающего горизонта Ю1 не прослеживаются предполагаемые линии дизъюнктивных нарушений, которые отделяют гидродинамически изолированный блок на севере залежи, наличие которого подтверждено данными бурения.

До бурения эксплуатационного фонда выделение разрывного нарушения, разделяющего залежь на блоки, основывалось на геометрии разломов – сколов Риделя. Блок скв. 4R отделялся предполагаемой непроницаемой линией сдвига (пунктирная красная линия на рис. 1а), секущей оперяющиеся кулисообразные разломы, конфигурация которых фиксируется по сейсмическим данным. На нескольких месторождениях-аналогах, таких как Еты-Пуровское и Ярайнерское, отмечаются экранирующие свойства подобных сдвигов в осадочном чехле.

While drilling new production wells, the presumed impermeable barrier near well 9 was not confirmed. There are no anomalies in the logging curves and no mud losses in the horizontal wells. At the same time, the pilot borehole of well 12 drilled in the north of the deposit between wells 4R and 9 confirmed the absence of a hydrodynamic connection between the blocks (Fig. 1b).

**Key uncertainties of the reservoir J1 (oil water contact OWC, phase of fluid) in the conditions of abnormally high reservoir pressure and complex geology were clarified by the results of drilling, well operation and laboratory tests.**

There are two equally plausible theories have been considered to justify the different oil-water levels. According to the first assumption, the different levels of the fluid contacts can be explained by the presence of several nonconnected sand bodies. The deposits of the J1 reservoir (Vasyugan Formation) were formed under gradual, irregular sea advancements. According to the results of core tests and well logs, the sediments

В процессе бурения новых эксплуатационных скважин наличие предполагаемого непроницаемого барьера в районе скв. 9 не подтвердилось. В проходках горизонтальных скважин не отмечаются аномалии на каротажных кривых, а также отсутствуют поглощения бурового раствора. При этом пилотный ствол скв. 12, пробуренный на севере залежи между скважинами 4R и 9, подтвердил отсутствие гидродинамической связи между блоками (рис. 1б).

**Ключевые неопределенности пласта Ю1 (внк, фазовое состояние флюида) в условиях авпд и сложного геологического строения уточнены по результатам бурения, фактической работы скважин и лабораторных исследований.**

Для обоснования различных уровней ВНК были рассмотрены две равновероятные теории. Согласно первой теории разные уровни флюидальных контактов могут объясняться наличием нескольких несообщающихся песчаных тел. Отложения пласта Ю1 (васюганская свита) формировались в условиях постепенной неравномерной трансгрессии моря. По результатам анализа керна и ГИС отложения пласта Ю1 следует отнести к фации берегового бара, сформированного в пределах мелководного шельфа. Данные отложения характеризуются увеличением зернистости вверх по разрезу и преимущественно однородно-песчаным составом.

При анализе каротажных диаграмм и литологий видны литологические границы, которые могут указывать на надстраивание нескольких песчаных тел/баров, которые в керне диагностируются резкой сменой гранулометрического состава, что также может свидетельствовать о том, что на площади, скорее всего, будет развиваться не одно песчаное тело.

Определение положения латеральных границ при редкой сетке скважин возможно только с привлечением данных 3D-сейсморазведки. На карте сейсмических атрибутов однозначно выделить тела затруднительно из-за влияния отложений баженовской свиты на отражающий горизонт Ю1. Поскольку в пробуренных скважинах в разрезе не прослеживается мощная выдержанная глинистая перемычка, способная изолировать надстроенные баровые тела и исключить гидродинамическую связь, данная теория не использовалась в дальнейшем при обосновании флюидальных контактов.

При анализе карт сейсмических атрибутов нижележащих горизонтов в зоне интереса выявлены признаки дуплексных опережающих разломов, которые являются продолжением установленной сбросовой

of the J1 layer should be offshore bar facies formed within a shallow shelf. These sediments mostly have homogeneous sandy compositions, and their granularity increases along the cross-section.

The analysis of the logs and lithologies shows lithologic boundaries which may indicate the superposition of several sand bodies/bars which are observed in the core sample with an abrupt change in the grain distribution. That may also indicate that more than one sand body could have been formed in the area.

The position of lateral boundaries with a sparse well spacing, can only be determined using 3D seismic. On the seismic attributes map it is difficult to unambiguously identify the bodies due to the influence of the Bazhenov Formation deposits on the J1 reflector. Since the drilled wells in the cross-section do not indicate a thick persistent shale streak, that would be capable of isolating the overlying bar bodies and excluding hydrodynamic connection, this theory was dismissed for further substantiation of the fluid contacts.

The investigation of the seismic attribute maps for the underlying horizons revealed signs of fault duplex structures which represent a continuation of the discovered faulting system. According to the second theory, the amplitude of these faults reduces in the J1 formation interval. There are no signs of faulting on the attribute maps and in the cross-sections.

Figure 2a shows a Variance attribute map of the underlying bed with highlighted ruptures in the northern part of the deposit, and Figure 2b shows a SW-NE cross-section.

If the fault system continues into the J1 interval, a system of small-amplitude ruptures, coaxial to the mapped faults, in the underlying horizons, may be identified in the northern part of the deposit.

**Drilling in the abnormally high reservoir pressure conditions**

At the Zapadno-Tarkosalinskoye field the reservoir pressure value in the cross-section gradually increases with depth, except for the Achimov and Jurassic deposits which are characterized by abnormally high reservoir pressures which may be associated with a major tectonic deformation - the Urengoy-Koltogorsk graben-rift. The anomaly ratio is 1.50 which is a complicating factor to the development of the J1 reservoir. In such conditions, the complications of gas, oil, and water breakthrough may arise during completions in abnormally high reservoir pressure conditions without sufficient mud weight. There may be an inability to run casing to target depth, as well as inducing possible wellbore collapse [2].

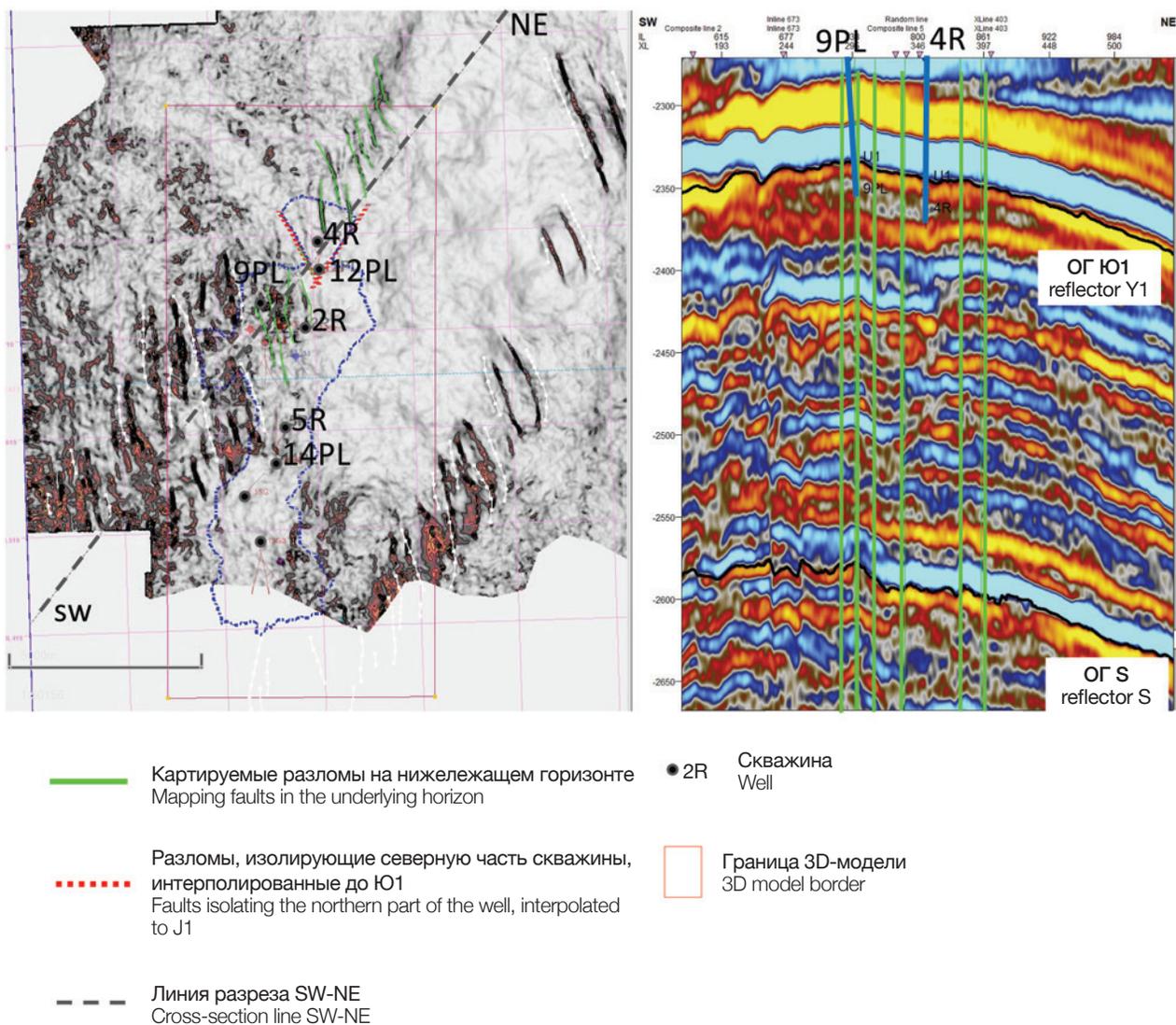


Рис. 2: Карта сейсмического атрибута Variance по нижележащему ОГ S и разрез по линии SW-NE  
 Fig. 2: Map of seismic attribute Variance along underlying reflector S and SW-NE cross-section

системы. Согласно второй теории, амплитуда этих разломов затухает в интервале пласта Ю1, из-за чего на картах атрибутов и в разрезах отсутствуют признаки разрывных нарушений.

На рис. 2а представлена карта атрибута Variance по нижележащему горизонту с выделенными разрывными нарушениями в северной части залежи, на рис. 2б – разрез по линии SW-NE.

Если предположить, что система разломов продолжается в интервал Ю1, то в северной части залежи возможно выделить систему малоамплитудных разрывных нарушений, соосных картируемым разломам на нижележащих горизонтах.

### Бурение в условиях авгд

На Западно-Таркосалинском месторождении в

A linear geomechanical model was created to solve the complications while drilling layers with abnormally high pressures and to identify the optimal drilling parameters, such as mud density, casing running depth and lost circulation zones. Based on the calculations, to ensure accident-free drilling in high-pressure conditions, the production casing shoe was installed above the top of the Achimov deposits, the angle of entry into the target formation was about 70 degrees.

With such a high inclination angle there is an obvious risk of mechanical sticking during production logging and formation testing. That is why the planned formation test could not be performed in well 9's pilot wellbore. In the second pilot borehole which had a lower inclination, sampling was carried out and oil flow was achieved. Two samples were taken but during the sampling the assembly became stuck (presumably differential).

целом по разрезу величина пластового давления постепенно увеличивается с глубиной, за исключением ачимовских и юрских отложений, характеризующихся АВПД, которое может быть связано с крупным тектоническим нарушением – Уренгойско-Колтогорским грабен-рифтом. Коэффициент аномальности пластового давления составляет 1,50, что является осложняющим фактором при разработке рассматриваемого объекта Ю1. В подобных условиях могут возникнуть осложнения в виде газонефтеводопроявления при вскрытии пластов с АВПД на недостаточном удельном весе бурового раствора, недоспуск секций обсадных колонн до проектных глубин, а также возможные обрушения ствола скважины [2].

Для решения задач, связанных со вскрытием пластов с АВПД, и подбора оптимальных параметров бурения, таких как плотность бурового раствора, глубина спуска обсадной колонны и интервалы нестабильности, была построена одномерная геомеханическая модель. На основе расчетов с целью обеспечения безаварийного бурения в условиях АВПД башмак эксплуатационной колонны устанавливался над кровлей ачимовских отложений, угол входа в целевой пласт составлял примерно 70 градусов.

При таком высоком угле наклона возникает очевидный риск механического прихвата при проведении исследований ГДК–ОПК, в связи с чем в пилотном стволе скв. 9 не удалось провести запланированное исследование ОПК. Во втором пилотном стволе скв. 7 с меньшим наклоном было проведено опробование и получен приток нефти, отобрано 2 пробы, но в ходе опробования также произошел прихват компоновки (предполагаемо дифференциальный), в связи с чем было решено завершить исследование после ликвидации прихвата.

Исследования методом ОПК для снятия неопределенностей ВНК в осложненных геологических условиях оказались неэффективными, и однозначно определить ВНК по результатам всех исследований в новых скважинах не удалось.

### Неопределенность положения внк

Ключевой геологической неопределенностью рассматриваемого объекта является уровень водонефтяного контакта.

На старте проекта в 2015 году было пробурено 5 разведочных скважин. На основе результатов интерпретации ГИС уровень ВНК принят на абсолютной отметке (АО) –3105 м в основном

Therefore, it was decided to complete the survey after the well was cleared.

The FT studies to remove any OWC level uncertainties in the complicated geological conditions proved ineffective, and it was not possible to unambiguously determine the OWC from all the surveys in the new wells.

### Uncertainty of the oil-water boundary

The key geological uncertainty of the formation is the level of the oil-water contact.

Five exploratory wells were drilled at the start of the development in 2015. Based on the results of logs interpretation the accepted OWC true vertical depth (TVD) is -3105 m in the main block and -3116 m in the northern block. Resistivity boundary values were obtained from the results of relative phase permeability studies to determine the type of fluids. Then, according to Archi-Dakhnov equation, the critical values like  $Ws^*$  - water saturation at which gravitational water emerges in the flow and  $Ws^{**}$  - water saturation at which the flow consists only of gravitational water were expressed. For the reservoir J1 critical resistivity value is 8.2 Ohm-m and the ambiguous saturation zone in the interval ranges from 7.7 to 8.2 Ohm-m. The resistivity values are close to the point that may lead to an error in determining the fluid content. It is notable that water was produced during the test in only one well, while the inflow also produced dissolved gas and a film of oil. Due to the small amount of samples, further study of the water saturation boundary values and resistivity is necessary to determine the saturation behavior. Without new core samples the question of determining the «true» rock resistivity and the corresponding reservoir saturation behavior may be further studied by well logs and geochemical reservoir models. A similar method is described in the work by A.I Melnik. [3].

To date the main uncertainty is the OWC level around the main deposit, as the fluid contact boundary of the northern block near the exploratory well 4R was confirmed by the pilot well logs 12PL, where the OWC TVD is -3115m according to the log results. Fig. 3 shows the scheme of the substantiated fluid contacts. The results determining the OWC level in the drilled wells in the main deposit:

- 1) Well 2R. According to the well logging results, the J1 formation fluid is in perforated and non-perforated sections in the TVD -3094 ÷ -3109m interval and possibly with less volume in the TVD -3109 ÷ -3115.4m interval. There is gas-cut oil with a small amount of water in the inflow. According to the log data interpretation, the OWC in well 2R is penetrated in the reservoir at TVD -3105.8m.
- 2) Pilot wellbore of well 9. According to the results of

блоке и на АО –3116 м в северном блоке. Граничные значения УЭС для определения типа флюида получены по результатам исследований относительных фазовых проницаемостей. Далее по уравнению Арчи-Дахнова выражены через критические значения  $K_v^*$  – водонасыщенность, при которой в потоке появляется подвижная вода и  $K_v^{**}$  – водонасыщенность, при которой поток состоит только из подвижной воды. Для пласта Ю1 критическое значение УЭС составляет 8,2 Ом•м и зона неоднозначного насыщения в пределах от 7,7 до 8,2 Ом•м. Значения УЭС близки, что может привести к ошибке в определении характера насыщения. Для пласта Ю1 критическое значение УЭС составляет 8,2 Ом•м и зона неоднозначного насыщения в пределах от 7,7 до 8,2 Ом•м. Стоит отметить, что вода по испытанию получена лишь в одной скважине, при этом в притоке также получен растворенный в пластовых условиях газ и пленка нефти. Из-за малой выборки считаем, что необходимо дальнейшее изучение граничных значений водонасыщенности и УЭС при определении характера насыщения. При отсутствии нового керна вопрос определения «истинного» УЭС породы и соответствующего характера насыщения пласта возможно доизучить по материалам каротажа скважин и геохимической модели пласта. Подобная методика описана в работе И.А. Мельника [3].

Основную неопределенность на текущий момент представляет уровень ВНК в районе основной залежи, так как положение флюидального контакта северного блока в районе разведочной скважины 4R подтвердилось по результатам бурения пилотного ствола 12PL, где ВНК по результатам ГИС отмечается на уровне –3115 м. На [рис. 3](#) представлена схема обоснования флюидальных контактов. Результаты определения уровня ВНК в фактически пробуренных скважинах основной залежи:

1) Скважина 2R. По результатам проведения промыслово-геофизических исследований (ПГИ) пласт Ю1 работает по перфорированной и неперфорированной мощности в интервале АО –3094 ÷ –3109) м и, возможно, слабо в интервале АО –3109 ÷ –3115,4 м, в притоке газированная нефть с незначительным количеством воды. По результатам интерпретации ГИС водонефтяной контакт в скв. 2R вскрыт в коллекторе на АО –3105,8 м.

2) Пилотный ствол скв. 9. По результатам исследований ГДК положение ВНК предполагается на глубине –3101 м. При этом отмечается, что ниже глубины –3100,7 м наблюдается увеличение градиента давления, а ниже АО –3102,8 м значения приобретают нефизичный характер. Данные результаты могут быть обоснованы снижением

hydrodynamic logging, the OWC level is assumed at the depth of –3101m. At the same time, it is noted that below the depth of –3100.7m there is an increased pressure differential, and below TVD –3102.8m the values become non-physical. These results may be substantiated by a decrease of permeability and porosity in the lower part of the formation and supercharging (the effect of overpressure in the bottomhole due to the slow pressure equalization after mud penetrates the formation). According to the results of logging interpretation, the oil-water contact is at TVD –3105.1m.

3) According to the results of well logging in the TVD interval –3100.4 ÷ –3107.7m a fluid gradient density of 0.729cm<sup>3</sup> was obtained. The pressures below TVD –3108m noticeably differ from the measurements in the overlying intervals. Unrealistic values are obtained (2.27g/cm<sup>3</sup>) when trying to plot the gradient which can also be explained by the difference in the interlayers formation pressures or by the supercharge effect on the measured pressures. After log interpretation the oil-water contact is at TVD –3109m.

4) Pilot borehole of well 14. According to the logging data interpretation, the OWC was penetrated in the reservoir at TVD –3102m.

The surveys did not enable an unambiguously determination of the OWC level but there were preconditions for its reduction to the TVD level of 3108m (based on the results of drilling 7PL well). The well log interpretation data does not precisely define the OWC level.

### Features of the reservoir fluid

The J1 formation oil is classified as extra light (0.806g/cm<sup>3</sup>), low-sulfur (0.17 %), and low-resin (2.27 %). As of early 2019, downhole oil samples were taken from wells 2R and 4R. The results showed a wide scatter of initial gas-oil ratio: from 409.9 to 940.8 m<sup>3</sup>/t (stage separation). That is why in order to clarify the PVT fluid parameters, an investigation program was developed to further study the PVT state of the reservoir system. For the period of 2019-2020 samples were selected:

- by wireline formation tester - 2 samples;
- by downhole sampler - 11 samples;
- in separator - 3 sets of recombination samples.

The results of laboratory sample tests from wells 7 (depth sample) and 9 (wellhead sample) confirmed that, most likely, samples from well 2R were partially degassed (gas-oil ratio 408.9-445 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>). [Tables 1](#) and [2](#) present the results of fluid studies under standard separation.

The completed research program concluded that the reservoir fluid is in near-critical condition and can be interpreted as near-critical oil and gas. A near-critical fluid has formation properties similar to those of both oil and

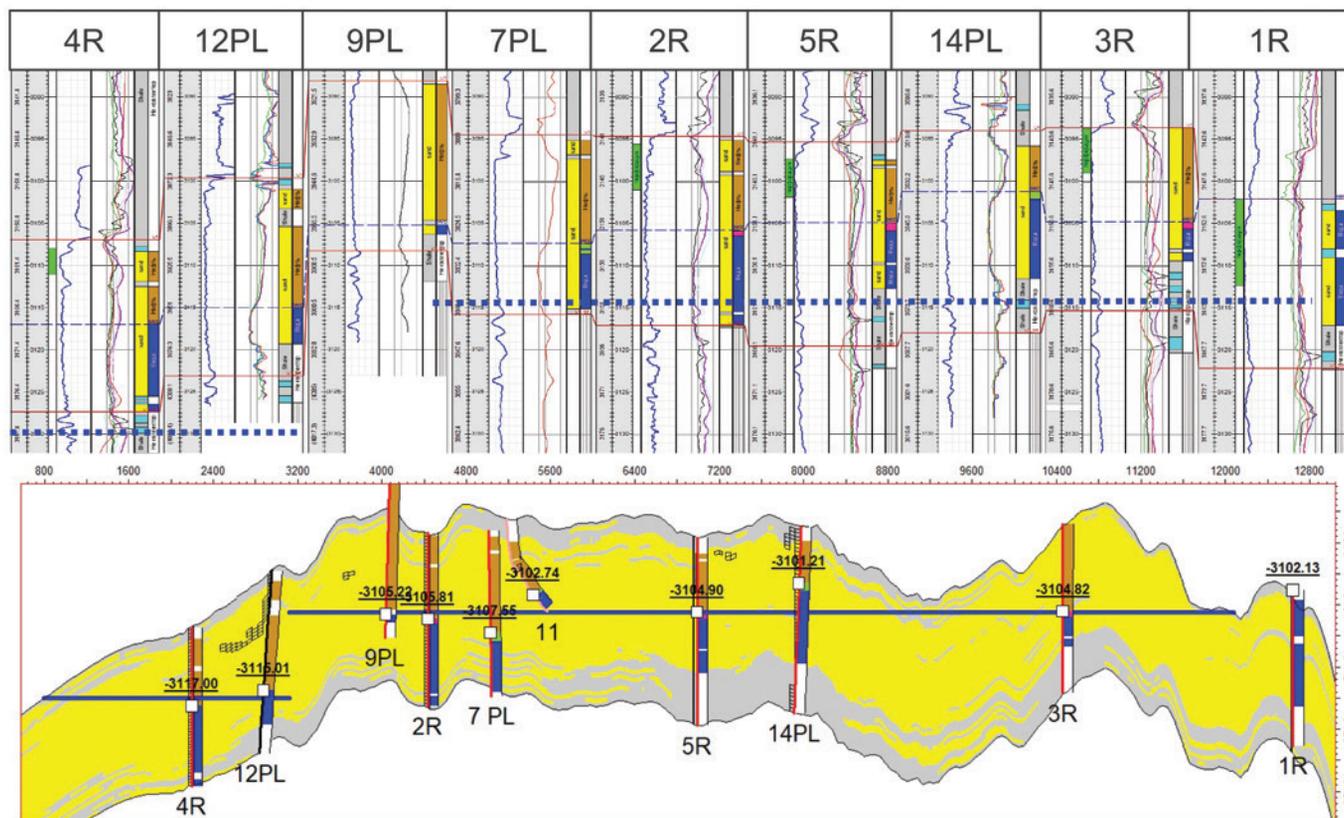


Рис. 3: Схема обоснования ВНК пласта Ю1

Fig. 3: Scheme of OWC substantiation of reservoir J1

фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в нижней части пласта и проявлением эффекта суперчарджинга (эффект избыточного давления в призабойной зоне из-за медленного выравнивания давления после проникновения бурового раствора в пласт). По результатам интерпретации ГИС водонефтяной контакт вскрыт в коллекторе на АО -3105,1 м.

3) Пилотный ствол скв. 7. По результатам исследований ГДК в интервале АО -3100,4 ÷ -3107,7 м получен градиент, соответствующий плотности флюида 0,729 см<sup>3</sup>. Давления ниже АО -3108 м заметно отклоняются от замеров в вышележащих интервалах, при попытке построения градиента получаются нереалистичные значения (2,27 г/см<sup>3</sup>), что также может объясняться разницей в пластовом давлении по пропласткам либо влиянием суперчарджинга на замеренные давления. По результатам интерпретации ГИС водонефтяной контакт вскрыт в коллекторе на АО -3109 м.

4) Пилотный ствол скв. 14. По результатам интерпретации ГИС

gas. As reservoir pressure decreases, the fluid separates intensely into liquid and gas phases in a near 50/50 ratio. There will be rich gas several tens of meters higher and low-density oil a few meters lower in the reservoir.

The following facts confirm the oil system:

- when the composition is loaded into the PVT simulator,

Parameter	Laboratory tests of well 2R (2005-2007)	Laboratory tests of well 7 (2020)	Discrepancy, %
Bubble-point pressure, MPa	25,6	30,7	+17
Gas oil ratio, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	408,9	846,5	+52
Formation volume factor	2,360	3,542	+33
Fluid reservoir density, kg/m <sup>3</sup>	538	487 (calculated)	-11
Degassed oil density at surface, kg/m <sup>3</sup>	800	812	+1,5
Reservoir viscosity, mPas	0,24	N/A	-
Source of data	2 downhole samples	2 MDT samples	

Table 1: PVT properties. Standard separation

водонефтяной контакт вскрыт в коллекторе на АО –3102 м.

Проведенные исследования не позволили однозначно определить уровень ВНК, однако выявлены предпосылки к его снижению до уровня АО – 3108 м (по результатам бурения скв. 7PL). РИГИС на месторождении не дает однозначного определения положения флюида контакта.

### Особенности пластового флюида

Нефть пласта Ю1 классифицируется как особо легкая по плотности (0,806 г/см<sup>3</sup>), малосернистая (0,17 %), малосмолистая (2,27 %). По состоянию на начало 2019 года глубинные пробы нефти были отобраны из скважин 2R и 4R. Результаты показали большой разброс значений начального газосодержания нефти: от 409,9 до 940,8 м<sup>3</sup>/т (ступенчатая сепарация). В связи с этим для уточнения PVT-параметров флюида была разработана программа исследовательских работ по доизучению PVT состояния пластовой системы, за период 2019–2020 годов отобрано:

- новых проб методом ОПК – 2 пробы;
- глубинными пробоотборниками – 11 проб;
- на сепараторе – 3 комплекта проб на рекомбинацию.

Результаты лабораторных исследований проб по скважинам 7 (глубинная проба) и 9 (устьевая проба) подтвердили, что, вероятнее всего, пробы по скв. 2R были частично дегазированы (ГС 408,9–445 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). В табл. 1, 2 представлены результаты исследований флюидов при стандартной сепарации.

Выполненная программа исследовательских работ позволяет сделать заключение о том, что пластовый флюид находится в околокритическом состоянии и может быть интерпретирован как околокритическая нефть и газ. Околокритический флюид – это флюид, обладающий в пласте свойствами, близкими и к

Параметр	Лабораторные исследования скв. 2R (2005–2007 годы)	Лабораторные исследования скв. 7 (2020 год)	Расхождение, %
Давление насыщения нефти газом, МПа	25,6	30,7	+17
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	408,9	846,5	+52
Объемный коэффициент	2,360	3,542	+33
Плотность флюида в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	538	487 (расчет)	-11
Плотность дегазированного флюида в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	800	812	+1,5
Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	0,24	н/д	-
Источник данных	2 глубинных пробы	2 пробы MDT	

Таблица 1: PVT свойства. Стандартная сепарация

the fluid is defined as black oil. Conversion to a gas state is difficult and is done only by significant adjustments to the C+ fraction;

- with the first recombination of surface formation fluid samples for measured gas-oil ratio an oil system was obtained (at well 9);
- according to the criteria for identifying the type of reservoir fluid (Table 3), the samples under study are mostly defined as oil (57% of the criteria).

The following facts confirm the gas-condensate system:

- according to the results of well production, gas-oil ratio is logged at 700–800 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> under bottomhole pressure, significantly higher than the accepted saturation pressure;
- laboratory experiments performed in 2020 by contact condensation (with visual observation of the fluid phase), one-time degassing and contact-differential condensation confirmed the presence of a gas condensate system with gas-condensate ratio (GCR) 960g/m<sup>3</sup> (well 7);
- currently the following conclusions can be drawn based on the laboratory results obtained in 2019–2020:
- reservoir fluid can be identified as near-critical oil and gas;
- it is necessary to update the PVT-model of fluids in

Компонент/№ скважины Component/well number	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>7+</sub>
7	0,70	0,36	60,49	9,15	8,00	2,10	3,11	1,20	1,17	1,41	12,31
4R	0,67	0,24	60,99	9,60	8,02	2,14	3,30	1,30	1,27	1,79	10,68
2R	0,32	0,60	50,06	8,29	8,00	2,22	3,68	1,55	1,77	3,69	19,82
9 (нефть) – 9 (oil)	0,74	0,55	59,20	9,14	8,07	2,13	3,17	1,24	1,23	1,50	13,03
9 (газоконденсат) – 9 (NGL)	0,73	1,84	61,56	9,14	7,70	1,95	2,84	1,06	1,03	1,22	10,97

Таблица 2: Компонентный состав флюидов Table 2: Fluids compositional analysis

Data type	Indicators	Accepted value	Reservoir oil	Transitional or dual-phase zone	Gas condensate system	Formation gas (rich, poor)
Composition of the standard separation gas	Generalized Hydrocarbon Composition Indicator = $(C1 \cdot C2) / (C2 + C3) \cdot 2$	1,9	< 4,0	2,5-10,0	6,0-25,0	> 20,0
Composition of the reservoir fluid	Sum of C2+B homologues, % mol.	38,4	> 20,0	10,0-30,0	5,0-15,0	< 5,0
	Rich gas ratio $(100 \cdot C2 + B / C1)$	45	> 30	10-40	5-15	> 5
	Ethane fraction	9,1	< 50	40-60	60-80	> 80
	C7+ content, % mol.	12,3	> 12,5	11-12,5	< 12,5	-
Properties of the reservoir fluid	Gas-oil ratio, $m^3/m^3$	846,5	< 600	600-1200	1200-18000	> 18000
	Degassed oil density at surface, $kg/m^3$	812	> 830	780-830	< 830	-

1 Presented summary criteria were collected and systematized on the basis of known criteria of reservoir fluid type identification (published in the available specialized sources) by Fedorovsky S.A. – specialist of the Reservoir Systems Research Center and Kuporosov D.N. – Center of Competence for Gas Projects

Table 3: Formation fluid type identification criteria

нефти, и к газу. При снижении пластового давления в пласте происходит интенсивное разделение на жидкую и газовую фазы в соотношении близком к 50/50. При этом на несколько десятков метров выше в пласте это будет жирный газ, на несколько метров ниже – легкая нефть.

В пользу нефтяной системы говорят следующие факты:

- при загрузке компонентного состава в PVT-симулятор флюид характеризуется как черная нефть. Перевод в газовое состояние затруднителен и осуществляется только значительными корректировка C+ фракции;
- при первой рекомбинации поверхностных проб пластового флюида на замеренный газовый фактор (ГФ) была получена нефтяная система (на скв. 9);
- согласно критериям идентификации типа

the porous-flow model after the results of laboratory sample tests taken from well 12 with different operation conditions (using 4, 7, 8, 9.5 mm chokes) which can give a more accurate understanding of the fluid phase. When updating the model results of samples from wells 7 and 9 were taken into account.

### Well tests results

Currently 8 wells are in operation at the field. During the operation the watercut remained at an average level of 0-2% over the year. At the same time, when adjusting to historical data in the hydrodynamic model, the calculated indicators deviate from the actual ones.

In order to adjust the porous-flow model, a series of multivariate calculations were performed to determine the fluid contact level based on the actual performance of the operating well stock. Parameters for variation:

- OWC -3105m/-3106m/-3107m/-3108m;

Тип данных	Показатели	Принятое значение	Пластовая нефть	Переходная или двухфазная зона	Газоконденсатная система	Пластовый газ (жирный, сухой)
Состав газа стандартной сепарации	ОПУСЗ = $(C1 \cdot C2) / (C2 + C3) \cdot 2$	1,9	< 4,0	2,5-10,0	6,0-25,0	> 20,0
Состав пластового флюида	Сумма гомологов C2+B, % мол.	38,4	> 20,0	10,0-30,0	5,0-15,0	< 5,0
	Коэффициент жирности $(100 \cdot C2 + B / C1)$	45	> 30	10-40	5-15	> 5
	Доля этана	9,1	< 50	40-60	60-80	> 80
	Содержание C7+, % мол.	12,3	> 12,5	11-12,5	< 12,5	-
Свойства пластового флюида	Газосодержание, $m^3/m^3$	846,5	< 600	600-1200	1200-18000	> 18000
	Плотность дегазированного флюида в стандартных условиях, $kg/m^3$	812	> 830	780-830	< 830	-

1 Представленные сводные критерии собраны и систематизированы на основе известных критериев идентификации типа пластового флюида (опубликованных в доступной специализированной литературе) специалистами Центра исследования пластовых систем Федоровским С.А. и Центра компетенций по газовым проектам Купоросовым Д.Н.

Таблица 3: Критерии идентификации типа пластового флюида

пластового флюида1 (табл. 3), рассматриваемые пробы в большей степени характеризуются как нефть (57% критериев). В пользу газоконденсатной системы говорят следующие факты:

- согласно результатам эксплуатации скважин, газовый фактор регистрируется на уровне 700–800 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при забойных давлениях существенно выше принятого давления насыщения;
- лабораторные эксперименты, выполненные в 2020 году методами контактной конденсации (с визуальным наблюдением за фазовым состоянием флюида), однократного разгазирования и контактно-дифференциальной конденсации, подтвердили наличие газоконденсатной системы с параметрами конденсато-газового фактора (КГФ) 960 г/м<sup>3</sup> (скв. 7);
- на текущий момент, на основе полученных результатов лабораторных исследований, проведенных в 2019–2020 годах, можно сделать следующие выводы:
  - флюид в пластовых условиях может идентифицироваться как околокритическая нефть и газ;
  - необходимо обновить PVT-модель флюидов в фильтрационной модели после получения результатов лабораторных исследований проб, отобранных из скв. 12 на различных режимах работы (на штуцерах 4, 7, 8, 9,5 мм), которые могут дать более точное понимание фазового состояния флюида, при обновлении модели учесть результаты проб по скв. 7 и 9.

- relative permeability (RP) of the middle and minimum options (Fig. 4);
- permeability anisotropy 0.01, 0.03, 0.05, 0.08, 0.1.

Currently the most uncertainty in adjusting the hydrodynamic model (HDM) to historical data is the watercut dynamics in the following wells:

- wells 8 and 9. In these wells watercut in the hydrodynamic model with OWC -3105m is significantly higher than the actual;
- well 11. This well was drilled so that the mark «bottom of the well» is at the TVD of -3105m, corresponding to the depth of the originally assumed OWC.

The graph above (Fig. 5) shows the actual dynamics of watercut at the previously listed wells since well startup.

For wells 8 and 9 the watercut at the end of October 2020 was about 1%, for well 11 - 10% (on average for the period of operation ~ 5%). The results of multivariate calculations are presented in Table 4.

- at OWC -3105m well 9 did not adjust for the actual water cut which is 1%;
- at OWC -3106m well 9 adjusts to the actual measurements only at a minimum relative permeability and at minimum values of anisotropy;
- at OWC -3107m, well 9 adapts at the minimum relative permeability, as well as at the average relative permeability and the minimum value of the anisotropy coefficient;

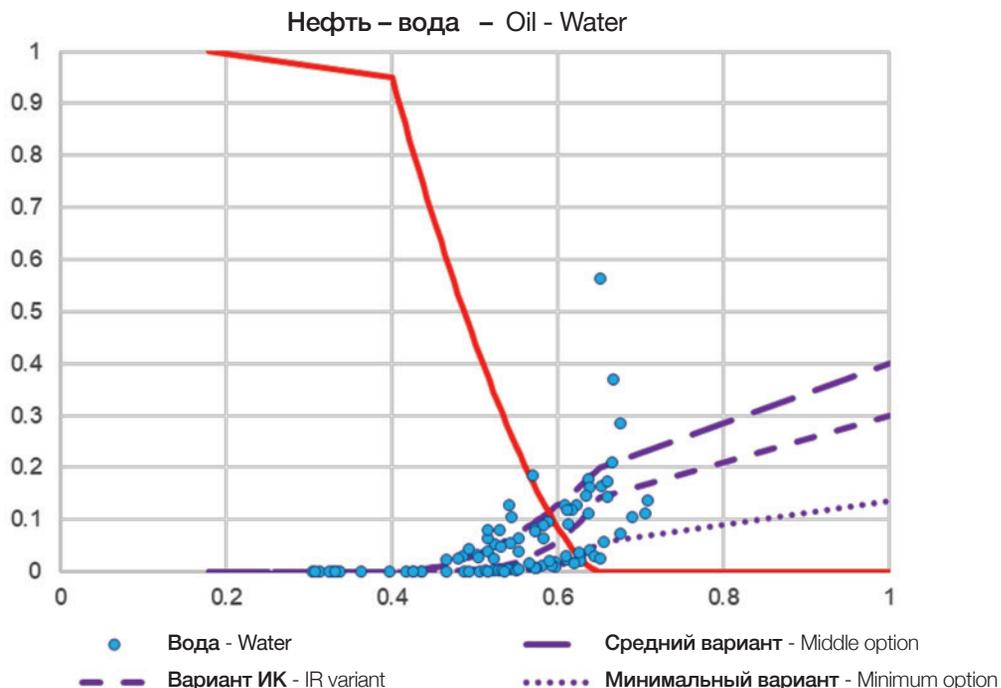


Рис. 4: График ОФП в системе нефть-вода

Fig. 4: Relative permeability graph in the oil-water system

## Результаты гидродинамических расчетов

На текущий момент на месторождении введены в эксплуатацию 8 скважин, в процессе работы которых обводненность в течение года сохранялась в среднем на уровне 0–2 %, при этом в гидродинамической модели при адаптации на исторические данные стало отмечаться отклонение расчетных показателей от фактических.

С целью адаптации фильтрационной модели была проведена серия многовариантных расчетов для определения уровня флюидального контакта на основе фактических показателей работы эксплуатационного фонда скважин. Параметры для вариации:

- ВНК –3105 м/–3106 м/–3107 м/–3108 м;
- относительные фазовые проницаемости (ОФП) средний вариант и минимальный вариант (рис. 4);
- анизотропия проницаемости 0,01, 0,03, 0,05, 0,08, 0,1.

На текущий момент наибольшую неопределенность при адаптации гидродинамической модели (ГДМ) на исторические данные представляет собой динамика обводненности по следующим скважинам:

- скв. 8 и 9. По данным скважин обводненность в гидродинамической модели с ВНК –3105 м значительно выше фактической;
- скв. 11. Данная скважина пробурена таким образом, что точка ТЗ (забой скважины) находится на абсолютной отметке –3105 м, соответствующей отметке изначально предполагаемого ВНК.

На графике выше (рис. 5) представлена фактическая динамика обводненности по вышеперечисленным скважинам с момента запуска.

- at OWC -3108m watercut in wells 8, 9 corresponds to the actual watercut.

Due to the fact that well 9 has been in operation for the longest time in the field (more than 1 year), when choosing the base level of OWC, its watercut dynamics were taken into account. For well 11, there is a high scatter of the measured watercut values. In addition, there are currently technical problems with measuring the bottomhole pressure (tool sticking), only one measurement has been made since start-up.

Summarizing the geological and geophysical drilling information, it can be concluded that there are the following preconditions for the reduction of OWC level in the deposit:

- Well 2R. Total oil production from this well during the trial period from 2004 to 2008 were 113,000 tons with a total water production of 4,000 tons. Watercut at the end of trial period was 5%. The hydrodynamic model watercut adaptation in well 2R was also performed with some complications: at OWC -3105m (average RP, anisotropy factor 0,08) the well produced more water more intensively than it did. However, the actual dynamics of the watercut is simulated more precisely at OWC -3108m. It was also previously stated that in 2019, the well logs were conducted, according to the results the J1 formation at TVD -3109m operates with live crude oil with a small amount of water (according to the wellhead data, watercut is 5%).
- Pilot borehole 7PL. In the well 7PL, according to production logging, a formation pressure gradient corresponding to fluid density 0.729 g/cm<sup>3</sup> was plotted at the interval depth of TVD -3100.4 ÷ -3107.7m, reservoir testing was also performed and an oil inflow was obtained at TVD -3105.7m.

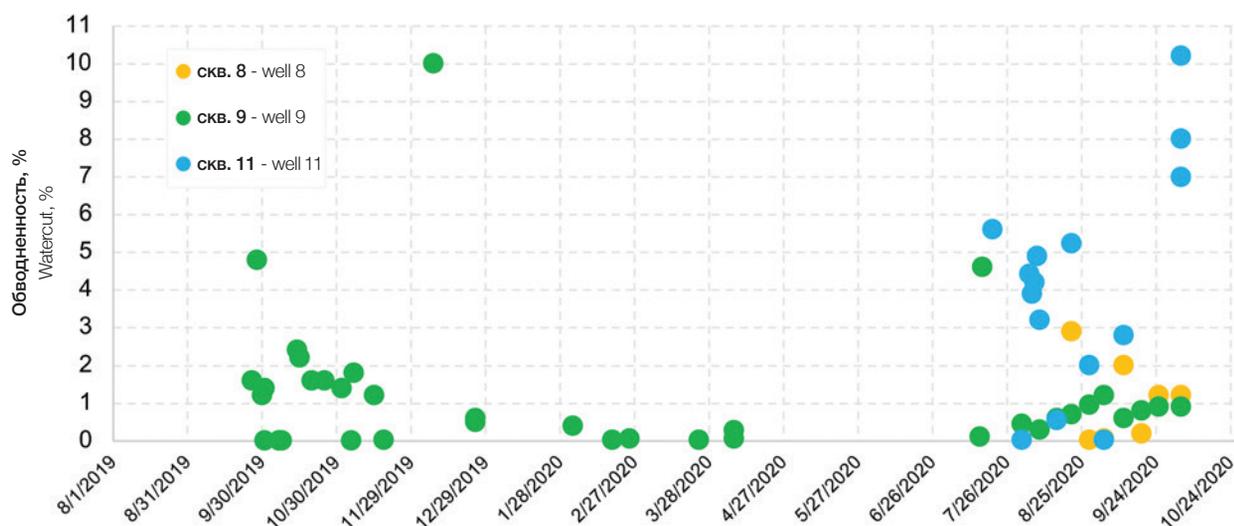


Рис. 5: Замеры обводненности по скважинам 8, 9, 11

Fig. 5: Watercut measurements at wells 8, 9, 11

	№ скважины No. of the well	Обводненность ОФП - Relative permeability watercut									
		Средний вариант – Middle option					Минимальный вариант – Minimum option				
		0,01	0,03	0,05	0,08	0,1	0,01	0,03	0,05	0,08	0,1
ВНК – 3105 м OWC – 3105 м	8	42,7	46,1	52,3	52,3	52,9	10,5	20,7	26,4	29,7	32,5
	9	13,3	18,2	20,3	22,2	23,1	5,8	8,3	10,1	11,5	12,2
	11	1,6	2,0	2,2	2,4	2,5	0,7	0,9	1,0	1,1	1,2
ВНК – 3106 м OWC – 3106 м	8	0,1	0,3	0,5	0,8	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	9	8,6	11,9	13,8	15,5	16,2	2,7	4,9	5,8	6,8	7,3
	11	0,7	0,9	1,1	1,3	1,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5
ВНК – 3107 м OWC – 3107 м	8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	9	5,0	7,6	8,8	9,9	10,5	0,7	2,2	2,9	3,6	4,0
	11	0,1	0,3	0,4	0,5	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
ВНК – 3108 м OWC – 3108 м	8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	9	0,4	1,5	2,7	3,7	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	11	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 4: Результаты многовариантных расчетов на гидродинамической модели

Table 4: Results of multivariate calculations in the hydrodynamic model

По скважинам 8 и 9 обводненность на конец октября 2020 года составила порядка 1 %, по скважине 11 – 10% (в среднем за период эксплуатации ~ 5 %). Результаты многовариантных расчетов представлены в Табл. 4.

- при ВНК –3105 м скважины 8 и 9 не адаптируются на фактическую обводненность, которая составляет 1%;
- при ВНК –3106 м скважина 9 адаптируется на фактические замеры только при минимальных ОФП и при минимальных значениях коэффициентов анизотропии;
- при ВНК –3107 м скважина 9 адаптируется при минимальных ОФП, а также при средних ОФП и минимальном значении коэффициента анизотропии;
- при ВНК –3108 м обводненность по скважинам 8, 9 соответствует фактической.

В связи с тем что скважина 9 эксплуатируется дольше всех на месторождении (эксплуатация более 1 года), то при выборе базового варианта ВНК учитывалась в первую очередь ее динамика обводненности. По скважине 11 наблюдается высокий разброс замеренных значений обводненности, кроме того, в настоящее время существуют технические задачи замеров забойного давления (непроход прибора), с момента запуска выполнен только один замер.

Taking into account the results of actual watercut measurements conducted by well logging, production and reservoir testing, OWC -3108m was selected as the basis for calculation of forecast production profiles.

## Conclusions

- Drilling results confirmed the presence of a hydrodynamically isolated block in the north of the deposit. Low-amplitude disjunctive dislocations coaxial to the mapped faults in the underlying horizons were identified to justify the difference in fluid contact levels in the blocks.
- Multilateral wells were tested and successfully applied in the Jurassic deposits of the Zapadno-Tarkosalinskoye field.
- Under abnormally high reservoir pressure conditions formation testing to remove uncertainties of the OWC level of the J1 reservoir proved ineffective.
- Well log interpretation data does not provide explicit results to determine the fluid contact level.
- Preliminary conclusions about the level of the fluid contact at the developed reservoir at TVD -3108m were made based on the hydrodynamic model. Also, results of the studies and actual operation of the exploration and production well stock were used in the analysis.
- Fluid at the developed formation in reservoir conditions can be identified as near-critical oil and gas (laboratory studies 2019-2020). However, it is more defined as oil. To better understand the fluid phase, it is necessary to update the PVT model and to obtain the results of the laboratory samples taken at different operation conditions in well 12.

Суммируя полученную по результатам бурения геолого-геофизическую информацию, можно сделать вывод, что существуют следующие предпосылки к снижению ВНК по залежи:

- Скважина 2R. Суммарные отборы нефти по данной скважине в период пробной эксплуатации (ПЭ) с 2004 по 2008 год составили 113 тыс. при суммарных отборах воды 4 тыс. т. Обводненность на конец периода ПЭ составила 5 %. Адаптация обводненности в ГДМ по скважине 2R также была сопряжена с определенными трудностями: при ВНК –3105 м (средние ОФП, коэффициент анизотропии 0,08) скважина обводняется интенсивнее, чем по факту, однако наилучшим образом фактическая динамика обводненности воспроизводится при ВНК –3108 м. Также ранее указывалось, что в 2019 году были проведены ПГИ, по результатам которых пласт Ю 1 на АО–3109 м работает газированной нефтью с незначительным количеством воды (по устьевым данным обводненность 5%).
- Пилотный ствол 7PL. В скважине 7PL согласно замерам ГДК в интервале глубин АО –3100,4 ÷ –3107,7 м построен градиент пластового давления, соответствующий плотности флюида 0,729 г/см<sup>3</sup>, также было проведено ОПК и получен приток нефти на АО –3105,7 м.

Учитывая результаты фактических замеров обводненности, проведенных исследований ПГИ, ГДК–ОПК в дальнейшем в качестве базового варианта для расчета прогнозных профилей добычи был выбран ВНК –3108 м.

## Выводы

- По результатам бурения подтверждено наличие гидродинамически изолированного блока на севере залежи. Для обоснования разницы уровней флюидальных контактов в блоках выделены малоамплитудные разрывные нарушения, соосные картируемым разломам на нижележащих горизонтах.
- Опробована и успешно применена технология бурения многозбойных скважин (МЗС) в условиях юрских отложений Западно-Таркосалинского месторождения.
- В условиях АВПД исследования методом ОПК для снятия неопределенностей по уровню ВНК пласта Ю1 оказались неэффективными.
- РИГИС на месторождении не дает однозначных результатов по определению положения флюидального контакта.
- Предварительные выводы о положении флюидального контакта на рассматриваемом объекте разработки на уровне АО-3108 м были сделаны по результатам исследований и фактической работы разведочного и

- The results obtained during the study of the field, as well as the implementation of the main engineering solutions program and production drilling plan can be taken into account for the development of similar fields.

## References

1. Gogonenkov G.N., Kashik A.S., Timurziev A.I. Strike-slip fault of Western Siberia basement. *Geologiya nefti i gasa [Oil and gas geology]*. 2007, no. 3, pp. 3–11.
2. Rakhmangulov R.R., Yusupov R.R., Rasskazov A.A. Searching for the jurassic period: drilling deep horizontal wells under HPHT conditions. *Burenie i neft [Drilling and oil]*. 12/2019, pp. 42–45.
3. Melnik I.A. Identification of oil and gas saturated in low resistance reservoirs based on determination of geochemical parameters according to reinterpretation of wells geophysical study results: autoreconstruct of the doctor's dissertation: 25.00.10 / Melnik Igor Anatolyevich. Tomsk, 2014, 33 p.

Published with thanks to Gazprom Neft & PROneft Magazine

эксплуатационного фонда скважин на основе гидродинамической модели.

- Флюид на рассматриваемом объекте разработки в пластовых условиях может идентифицироваться как околокритическая нефть и газ (лабораторные исследования 2019-2020 годов), однако в большей степени характеризуется как нефть. Для более точного понимания фазового состояния флюида необходимо получить результаты лабораторных исследований проб, отобранных на различных режимах работы скважины 12, и произвести обновление PVT-модели.
- Результаты, полученные в ходе изучения месторождения, а также реализации программы ОНР и эксплуатационного бурения, могут быть учтены при разработке месторождений-аналогов.

## Список литературы

1. Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // *Геология Нефти и Газа*. – 2007. – №3. – С. 3–11.
2. Рахмангулов Р.Р., Юсупов Р.Р., Рассказов А.А. В поисках юрского периода: бурение глубоких горизонтальных скважин в зонах АВПД // *Бурение и нефть*. – 12/2019. – С. 42–45.
3. Мельник И.А. Выявление нефтегазонасыщенных низкоомных коллекторов на основе определения геохимических показателей по данным ГИС: автореф. дис. д-ра геол.-минерал. наук: 25.00.10 / Мельник Игорь Анатольевич. – Томск, 2014. – 33 с.

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