

# Особенности разработки нефтяной оторочки пласта ПК<sub>1</sub> Северо-Комсомольского месторождения. Часть 2

Сурикова Е.С.<sup>1</sup>, Собакарь М.В.<sup>1</sup>, Галлямов Р.И.<sup>1</sup>, Загородний А.В.<sup>2</sup>, Ахмадуллин М.Э.<sup>2</sup>  
<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, <sup>2</sup>ООО «СКН», Губкинский, Россия  
es\_surikova@bniipi.rosneft.ru

## Аннотация

В статье проведен анализ параметров работы скважин пласта ПК<sub>1</sub> на Северо-Комсомольском месторождении. В результате выявлена латеральная анизотропия свойств коллектора пласта, которая зависит от направления (30° или 120°) и удаленности от системы кулисных разломов.

## Материалы и методы

Выполнен статистический анализ зависимости показателей работы скважин от удаления скважин от разломной зоны.

## Ключевые слова

Западная Сибирь, Северо-Комсомольское месторождение, сдвиги фундамента, новейшая тектоника, добыча углеводородов, прорывы воды

## Для цитирования

Сурикова Е.С., Собакарь М.В., Галлямов Р.И., Загородний А.В., Ахмадуллин М.Э. Особенности разработки нефтяной оторочки пласта ПК<sub>1</sub> Северо-Комсомольского месторождения. Часть 2 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 6. С. 12–15. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-12-15

Поступила в редакцию: 28.07.2023

## GEOLOGY

UDC 550.8 | Original Paper

## Features of the bed PK<sub>1</sub> oil fringe exploitation on the Severo-Komsomolskoye field. Part 2

Surikova E.S.<sup>1</sup>, Sobakar M.V.<sup>1</sup>, Gallyamov R.I.<sup>1</sup>, Zagorodniy A.V.<sup>2</sup>, Akhmadullin M.E.<sup>2</sup>  
<sup>1</sup>“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, <sup>2</sup>“SKN” LLC, Gubkinsky, Russia  
es\_surikova@bniipi.rosneft.ru

## Abstract

According to the parameters of the wells of the PK<sub>1</sub> formation of the Severo-Komsomolskoye oil-and-gas field. A lateral anisotropy of the reservoir properties was revealed, which depends on the direction (30° or 120°) and the distance from the system of faults.

## Materials and methods

A statistical analysis of the dependence of well performance indicators on the distance of wells from the fault zone was performed.

## Keywords

Western Siberia, basement strike-slip fault, Cenozoic tectonics, 3D seismic, oil production

## For citation

Surikova E.S., Sobakar M.V., Gallyamov R.I., Zagorodniy A.V., Akhmadullin M.E. Features of the bed PK<sub>1</sub> oil fringe exploitation on the Severo-Komsomolskoye field. Part 2. Exposition Oil Gas, 2023, issue 6, P. 12–15. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-12-15

Received: 28.07.2023

## Введение

В статье рассматривается влияние горизонтального сдвига фундамента и осложняющих его разломов на показатели работы скважин пласта ПК<sub>1</sub> Северо-Комсомольского месторождения.

Северо-Комсомольское нефтегазо-конденсатное месторождение расположено в Ямало-Ненецком автономном округе. По классификации месторождений углеводородов (УВ) оно является крупным, а по запасам высоковязкой нефти — одним из крупнейших в мире. Месторождение содержит порядка 50 залежей УВ в отложениях от верхнемеловых до юрских (пласты группы ПК, АП, БП, Ач, Ю). Залежь пласта ПК<sub>1</sub> покурской свиты сеномана (верхний мел) является

основной, состоит из нефтяной оторочки толщиной 20 м и газовой шапки высотой около 40 м. Открыто месторождение в 1969 году, в 2000–2002 годах осуществлен ряд опытно-промышленных работ на пласт ПК<sub>1</sub>, с 2018 года ведется разработка нефтяной оторочки пласта ПК<sub>1</sub>.

Современный рельеф кровли пласта ПК<sub>1</sub> представляет собой изометричное валообразное поднятие амплитудой порядка 80 м (рис. 1). Поднятию нарушено кулисообразными разломами осадочного чехла, ассоциированными с левым сдвигом фундамента (рис. 1, 2). Разломы секут весь осадочный чехол, сверху вниз веерообразно сходятся в единую разломную зону на уровне фундамента. По сейсмическим разрезам

разломы на уровне фундамента безамплитудные, а вверх по разрезу амплитуда увеличивается и достигает максимума (до 90 м) по поверхности кровли сеномана. Подробное описание структурной характеристики и дизъюнктивов дано в статье [4].

Интенсивная нарушенность разломами лицензионного участка оказывает влияние как на построение структурного каркаса, моделей залежей, так и на выбор системы разработки и параметры работы скважин.

## Влияние разломной зоны сдвига фундамента на разведку и разработку месторождения

В результате пликативной и дизъюнктивной тектоники месторождение имеет сложное

блоковое строение с разными уровнями водонефтяного и газонефтяного контакта (ВНК и ГНК) по блокам. Построение структурного каркаса при неравномерном распределении разведочных скважин (отсутствии скважин в отдельных блоках) сопряжено с высокими рисками ошибок структурных карт. При время-глубинных преобразованиях в приразломных зонах очень важна корректная корреляция и надежная интерпретация геофизических исследований скважин, потому что даже небольшие вариации приводят к значительным отличиям в глубинно-скоростной модели и как следствие — в структуре.

В настоящее время кулисные разломы выполняют роль тектонических экранов, потому что разломная зона пересекает структуру-ловушку с мощной газовой шапкой. При этом в кайнозое, при образовании, разломы могли служить каналами для миграции УВ из нефтематеринских юрских и нижнемеловых толщ вверх по разрезу [2, 3], образуя многозалежные месторождения по типу «этажерок».

Образование сдвиговых разломов фундамента происходило в период альпийской тектонической активизации [1] под действием современного регионального стресса, направление которого влияет на современную флюидодинамику, путь распространения техногенных трещин при гидроразрыве пласта (ГРП).

В целом для территории Западной Сибири посредством промысловых исследований установлено направление максимального

регионального стресса (сжатие) как субмеридиональное. В то же время есть площади, на которых открытыми оказались трещины вкрест максимальному региональному сжатию. Вектор максимального горизонтального стресса определяется направлением техногенной трещиноватости или вывалов по данным пластовых имиджей (комплексы FMI, UBI). В случае вертикальной скважины техногенные трещины образуются параллельно направлению максимального горизонтального сжатия, вывалы — перпендикулярно.

На Северо-Комсомольском лицензионном участке (ЛУ) FMI проведено в трех скважинах, кондиционный анализ получен в одной: «наблюдается интенсивное развитие вывалов стенки скважины в направлении восток-запад, развитие техногенной трещиноватости различной степени интенсивности в направлении север-юг, естественная трещиноватость практически не развита, представлена единичными трещинами». Конечно, данных одной скважины для заключения недостаточно, но косвенное подтверждение максимального регионального сжатия в направлении север-юг они дают.

Разработка высоковязкой нефтяной оторочки пласта ПК<sub>1</sub> на Северо-Комсомольском месторождении ведется скважинами с горизонтальными стволами протяженностью порядка 2 км. При планировании сети добывающих скважин были выбраны два направления горизонтальных стволов: 30° и 120°.

В пределах рассматриваемого ЛУ осадочный чехол нарушен разломной зоной,

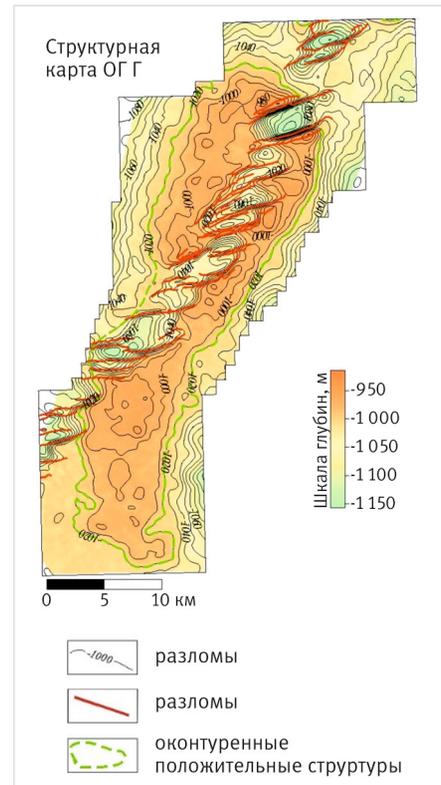


Рис. 1. Структурная карта кровли пласта ПК<sub>1</sub>  
Fig. 1. Structural map of the top PK<sub>1</sub> layer

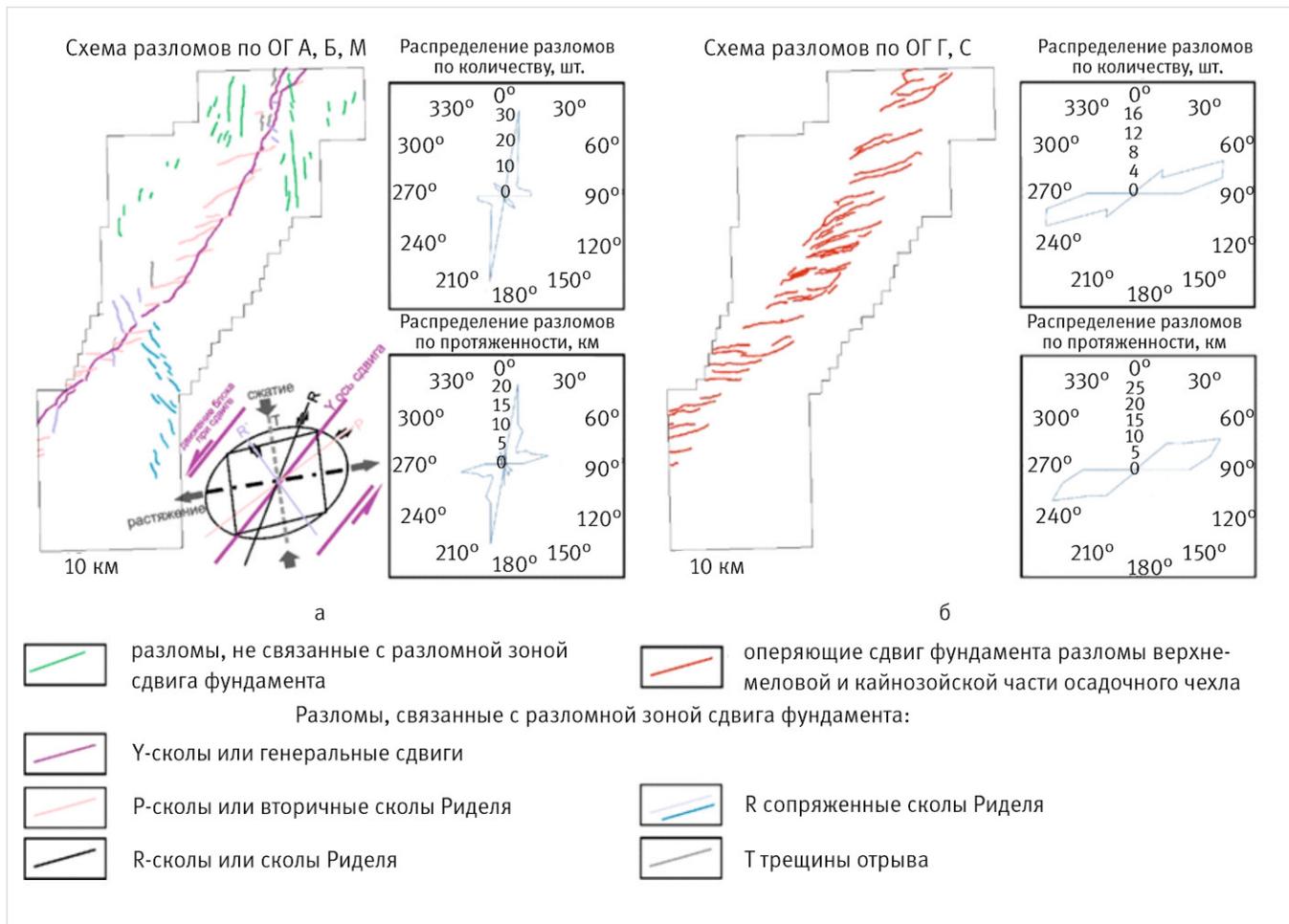


Рис. 2. Схема и статистика разломов на Северо-Комсомольском лицензионном участке: а — по отложениям фундамента, юры и нижнего мела, б — по отложениям мела и кайнозоя  
Fig. 2. Scheme and statistics of faults in the Severo-Komsomolsky license area: а — in basement, jurassic and lower cretaceous deposits, б — in upper cretaceous and cenozoic deposits

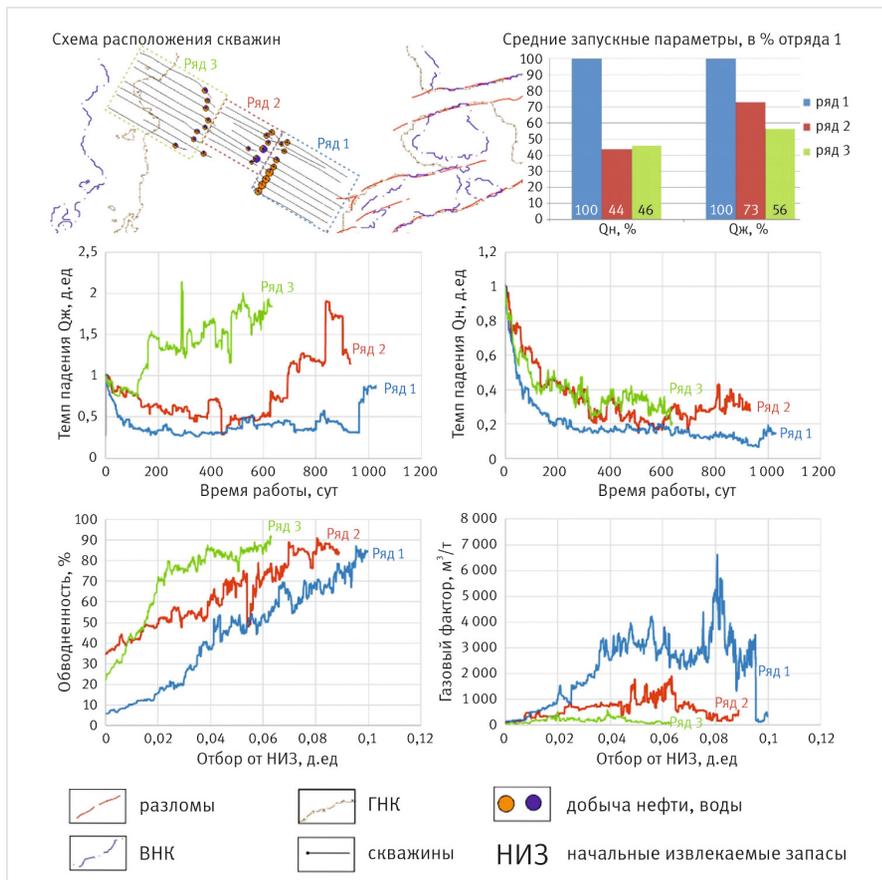


Рис. 3. Параметры работы горизонтальных скважин направления 120°  
Fig. 3. Operating parameters of horizontal wells of direction 120°

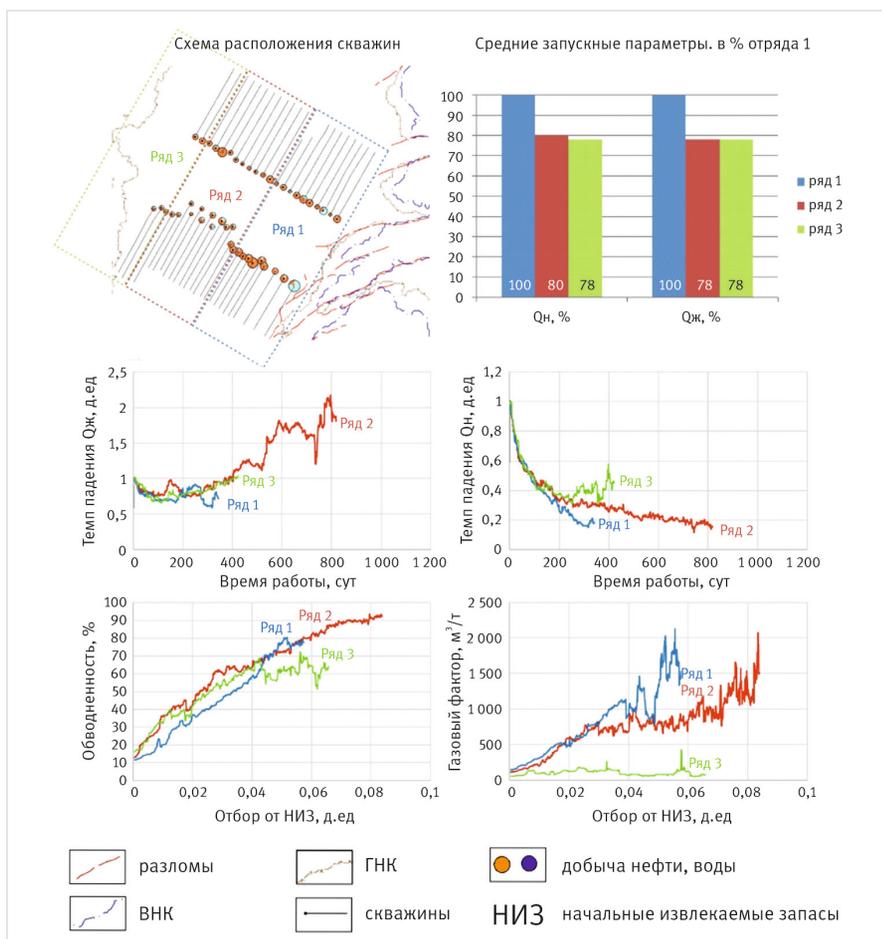


Рис. 4. Параметры работы горизонтальных скважин направления 30°  
Fig. 4. Operating parameters of horizontal wells of direction 30°

формирование которой предполагает значительное влияние регионального максимального и минимального стресса на породы вблизи зоны сдвига, что, по мнению авторов, также должно было повлиять на фильтрационно-емкостные свойства, в том числе пласта ПК<sub>1</sub>. Для проверки гипотезы был проведен анализ работы скважин пласта ПК<sub>1</sub> обеих направлений добывающей сети и получены следующие результаты.

Наличие зависимости дебита нефти или жидкости от удаления от разломной зоны для горизонтальных стволов в направлении юго-восток (120°) свидетельствует о наличии анизотропии свойств пласта-коллектора в направлении минимального регионального напряжения (растяжение). На рисунке 3 показаны скважины направления 120°, где добыча ведется в 3 ряда по удалению от разломной зоны, и графики запусковых показателей добычи жидкости и воды при условии, что ближний к разлому ряд взят за 100%. Длина горизонтальных стволов скважин 2 км, то есть рассматриваются зоны на расстоянии 0–2 км, 2–4 км и 4–6 км от зоны сквозных кулисных разломов. Запусковые дебиты по скважинам, непосредственно примыкающим к разломам (ряд 1), на 30–60% выше, чем в скважинах второго или третьего ряда. При переходе от первого ко второму ряду дебит нефти снижается на 56%, второй и третий ряды практически одинаковы по этому параметру (рис. 3).

По технологическим параметрам работы первого участка скважины, расположенные в приразломной зоне залежи (ряд 1), характеризуются более интенсивной динамикой роста газового фактора и более интенсивным темпом падения дебита нефти и жидкости. При этом динамика обводненности имеет противоположную картину: обводнение скважин происходит менее активно. По другим зонам наблюдается схожая картина за исключением обводненности. Этот параметр может быть как максимальным в приразломной зоне, так и минимальным. В целом можно заключить, что чем дальше расположены скважины от кулисных разломов, тем ниже запусковые параметры добычи, тем менее интенсивная динамика роста газового фактора и темпы падения дебитов нефти и жидкости.

Для горизонтальных скважин с направлением северо-восток (30°) зависимость дебита нефти и жидкости от удаления от разломной зоны выражена менее ярко: при удалении от разломов на 2 км добыча нефти и жидкости на запуске становится меньше на 20%, последующее удаление практически не влияет (рис. 4). При этом из технологических параметров работы скважин этого направления только газовый фактор показывает интенсивный рост вблизи разломов, на остальные параметры удаленность от разрывных нарушений не влияет (рис. 4).

#### Итоги

Анализ параметров работы горизонтальных нефтяных скважин пласта ПК<sub>1</sub> доказывает латеральную анизотропию свойств коллектора пласта.

Для скважин с направлением горизонтальных стволов юго-восток (120°):

- в зоне 2–4 км от кулисных разломов (ряд 2) дебит нефти ниже на 56% по сравнению с зоной до 2 км (ряд 1).
- чем ближе расположены скважины к кулисным разломам, тем выше запусковые параметры добычи нефти, тем более интенсивная динамика падения

добычи нефти и жидкости и роста газового фактора.

Для скважин с направлением горизонтальных стволов северо-восток (30°):

- зависимость дебита нефти от удаления от разломной зоны выражена менее ярко — при удалении от разломов более 2 км добыча нефти на запуске становится меньше на 20 %, последующее удаление практически не влияет.
- газовый фактор показывает интенсивный рост вблизи разломов, остальные параметры не зависят от удаленности от разрывных нарушений.

#### Выводы

Анализ параметров работы горизонтальных нефтяных скважин пласта ПК<sub>1</sub> показал, что на территории Северо-Комсомольского месторождения наблюдается латеральная

анизотропия свойств коллектора пласта ПК<sub>1</sub>, которая зависит от направления (30° или 120°) и удаленности от системы кулисных разломов. Это доказывает, что анизотропия является следствием не только седиментогенеза, но и воздействия напряжений при образовании осложняющих сдвиги фундамента разломов, секущих весь осадочный чехол. В результате в зонах, близких к разломам, сформирована более проницаемая фильтрационная среда гранулярного коллектора.

#### Литература

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. Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Острый Г.Б. О роли дизъюнктивных нарушений в процессе формирования залежей нефти

и газа в юрских и меловых отложениях Западно-Сибирской низменности // Геология нефти и газа. 1966. № 2. С. 5–11.

3. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1832–1845.
4. Сурикова Е.С., Собакарь М.В., Галлямов Р.И., Загородний А.В., Ахмадуллин М.Э. Структурная характеристика и история тектонического развития Северо-Комсомольского месторождения. Часть 1 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 40–45.

## ENGLISH

#### Results

An analysis of the operation parameters of horizontal oil wells of the PK<sub>1</sub> bed proves the lateral anisotropy of the reservoir properties.

For horizontal wells directed southeast (120°):

- in the zone 2–4 km from the echelon faults (row 2), the oil production rate is lower by 56 % compared to the zone up to 2 km (row 1).
- the closer the wells are to the echelon faults, the higher the starting parameters of oil production, the more intense the dynamics of the decline in oil and liquid production and the growth of the gas factor.

For horizontal wells directed northeast (30°):

- the correlation of oil production and the distance from the fault zone is less pronounced – at a distance from the faults of more than 2 km, oil production at the start is less by 20 % than within 2 km, subsequent removal has almost no effect.

- GOR shows an intensive growth near faults, other parameters do not depend on the distance from faults.

#### Conclusions

An analysis of the operation parameters of the PK<sub>1</sub> layer horizontal oil wells showed that at the Severo-Komsomolskoye field there is a lateral anisotropy of the PK<sub>1</sub> bed reservoir properties, which depends on the direction (30° or 120°) and the distance from the system of echelon faults. This proves that anisotropy is a consequence not only of sedimentogenesis, but also of the impact of stresses during the formation of faults that complicate the basement strike-slip fault and cross the entire sedimentary cover. As a result, in zones close to faults, a more permeable filtration medium of a granular reservoir is formed.

#### References

1. Gogonenkov G.N., Kashik A.S., Timurziev A.I. Horizontal displacements of the basement of Western Siberia. Geology of oil and gas, 2007, Vol. 3, P. 3–11. (In Russ).
2. Gurari F.G., Kontorovich A.E., Ostry G.B. On the role of disjunctive disturbances in the formation of oil and gas deposits in the Jurassic and Cretaceous deposits of the West Siberian Lowland. Geology of Oil and Gas, 1966, Vol. 2, P. 5–11. (In Russ).
3. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E. Krasavchikov V.O. Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tectonic structure and development history of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. Geology and Geophysics, 2001, Vol. 42, issue 11–12, P. 1832–1845. (In Russ).
4. Surikova E.S., Sobakar M.V., Gallyamov R.I., Zagorodny A.V., Akhmadullin M.E. Structural characteristics, history of tectonic evolution and features of the development of the Severo-Komsomolskoye field. Part 1. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 40–45. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Сурикова Екатерина Сергеевна**, к.г.-м.н., главный специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
Для контактов: [es\\_surikova@bnipi.rosneft.ru](mailto:es_surikova@bnipi.rosneft.ru)

**Собакарь Михаил Владимирович**, главный инженер проекта, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Галлямов Руслан Ирекович**, старший специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Загородний Антон Владимирович**, заместитель генерального директора, ООО «СКН», Губкинский, Россия

**Ахмадуллин Марат Эдгарович**, начальник управления, ООО «СКН», Губкинский, Россия

**Surikova Ekaterina Sergeevna**, ph.d in of geology and mineralogical sciences, chief specialist, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
Corresponding author: [es\\_surikova@bnipi.rosneft.ru](mailto:es_surikova@bnipi.rosneft.ru)

**Sobakar Mikhail Vladimirovich**, chief project engineer, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Gallyamov Ruslan Irekovich**, senior specialist, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Zagorodny Anton Vladimirovich**, deputy general director, chief geologist, “SKN” LLC, Gubkinsky, Russia

**Akhmadullin Marat Edgarovich**, head of department, “SKN” LLC, Gubkinsky, Russia