

УДК 550.832.4

DOI 10.31087/0016-7894-2022-3-55-65

## Методика и результаты комплексирования данных сейсморазведки 3D и материалов разработки на примере нефтяного месторождения Джар

© 2022 г. | А.А. Ахмад

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия; alali.syy@mail.ru

Поступила 13.01.2022 г.

Доработана 18.01.2022 г.

Принята к печати 27.01.2022 г.

**Ключевые слова:** *трехмерная модель; геостатистическое моделирование; нефтяные резервуары; сейсморазведка; Сирия.*

**Аннотация:** Целью исследования является построение трехмерной геостатистической модели, используя интеграцию сейсмических данных с диаграммами каротажа скважин для характеристики свойств резервуара и дальнейшего процесса разработки углеводородов нижнемелового резервуара  $K_1$  на нефтяном месторождении Джар (Jar). В ходе исследования отобран материал по 18 скважинам для построения геологических и петрофизических моделей с использованием пакета программного обеспечения Petrel™. Программа Petrel™ применяется в Казанском федеральном университете и Сирийской нефтяной компании (SPC), которая предоставила набор исходных данных для этого исследования. Процесс создания трехмерной геологической модели нефтяного месторождения Джар включал в основном структурное моделирование и расчет параметров резервуара с использованием различных алгоритмов. Структурное моделирование показало, что нефтяное месторождение Джар состоит из трех блоков (01, 02 и 03), которые отделены друг от друга основными разломами. Моделирование свойств резервуара выявило, что отложения резервуара  $K_1$  месторождения Джар являются хорошим коллектором с благоприятными петрофизическими свойствами (высокая пористость и низкая водонасыщенность) и высоким содержанием нефти в экономически оправданных объемах. Трехмерная модель отображает подробную конфигурацию зонирования и вертикального переслаивания резервуара  $K_1$  в нефтяном месторождении Джар. Трехмерная геологическая модель помогает при разработке нефтяного месторождения Джар, оценке потенциальных возможностей добычи и оптимизации процесса разработки. В частности, она может использоваться для прогнозирования формы и размера резервуара  $K_1$ , боковой непрерывности и степени взаимосвязанности резервуара, а также внутренней неоднородности нефтяного резервуара на месторождении Джар.

*Для цитирования:* Ахмад А.А. Методика и результаты комплексирования данных сейсморазведки 3D и материалов разработки на примере нефтяного месторождения Джар // Геология нефти и газа. – 2022. – № 3. – С. 55–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-55-65.

*Финансирование:* Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной в рамках государственной поддержки Казанского (Приволжского) федерального университета для повышения его конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров.

## Integration of 3D seismic and production data: methodology and results by the example of Jar oilfield

© 2022 | A.A. Ahmad

Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russian Federation; alali.syy@mail.ru

Received 13.01.2022

Revised 18.01.2022

Accepted for publication 27.01.2022

**Key words:** *three-dimensional (3D) model; geostatistical model; oil reservoir; seismic exploration; Syria.*

**Abstract:** The study is aimed at building 3D geostatistical model with the use of seismic data and log diagram integration to describe reservoir properties and for the purposes of further development of Lower Jurassic  $K_1$  reservoir in the Jar oilfield. During the course of this work, 18 wells were selected for building geological and petrophysical models in the Petrel™ software system. In the Kazan Federal University, the Petrel™ is being supported by the Syrian Petroleum Company (SPC), which provided the initial data set for this study. The procedure of 3D geological model creation for the Jar oilfield mainly involved structural modelling and calculation of reservoir parameters using various algorithms. Structural modelling showed that the Jar oilfield is divided into three blocks (01, 02 and 03) separated by major faults. Modelling of reservoir properties demonstrated that the deposits of  $K_1$  reservoir in the Jar field belong to good reservoirs having favourable petrophysical properties (high porosity and low water saturation) and high oil content in economically feasible amount. The 3D model represents the detailed zoning and vertical interbedding architecture of  $K_1$  reservoir in the Jar oilfield. The 3D geological model is essential for the Jar oilfield development, assessment of its production potential, and development optimization. In particular, it can be used in prediction of  $K_1$  reservoir shape and dimensions, reservoir lateral persistence and connectivity, and internal inhomogeneity of oil reservoir in the Jar field.



For citation: Ahmad A.A. Integration of 3D seismic and production data: methodology and results by the example of Jar oilfield. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(3):55–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-55-65. In Russ.

Funding: The work carried out at the expense of the subsidy allocated within the framework of the state support of the Kazan Federal University in order to increase its competitiveness among the world's leading scientific and educational centers.

## Введение

Месторождение Джар относится к нефтегазодносному бассейну в системе грабена Евфрат и расположено в юго-восточной части Сирии (рис. 1 А) [1]. Месторождение открыто в феврале 1990 г. сирийской нефтяной компанией в результате бурения скв. J-01 с последующим введением в эксплуатацию в сентябре того же года. Шесть следующих скважин (J-6, J-7, J-9, J-10, J-11, J-13) содержали только незначительное количество газа (см. рис. 1 В) [1]. Для поддержания давления в процессе эксплуатации нефтяного коллектора данные скважины в настоящее время переведены в разряд нагнетательных. Скв. J-3 не содержит УВ. Остальные скважины являются эксплуатационными и включают газовые залежи, но основная часть коллекторов заполнена нефтью.

Месторождение характеризуется сложным структурно-тектоническим строением. В основном это связано с тем, что оно находится на пересечении основных региональных тектонических поясов в деформационной зоне земной коры восточной части Сирии [2]. Отложения резервуара  $K_1$  состоят из песчаника, переслаивающегося со сланцами и алевролитом, условия залегания близки к прибрежной морской среде осадконакопления [3].

Длина месторождения Джар составляет около 6 км при ширине 2,5 км. Оно состоит из трех структурных геологических блоков 01, 02 и 03. Их оси ориентированы с северо-запада на юго-восток

и разделены между собой крупными поперечными разломами. В настоящее время месторождение находится на стадии разработки, а слабоизученные прилегающие участки представляют большой практический интерес для дальнейших поисковых геофизических и буровых работ. Поэтому проведенное автором статьи структурное и геологическое моделирование сейсмического поля в сочетании с тепловизионным зондированием в дальнейшем поможет понять строение прилегающей территории.

## Литология и стратиграфия месторождения

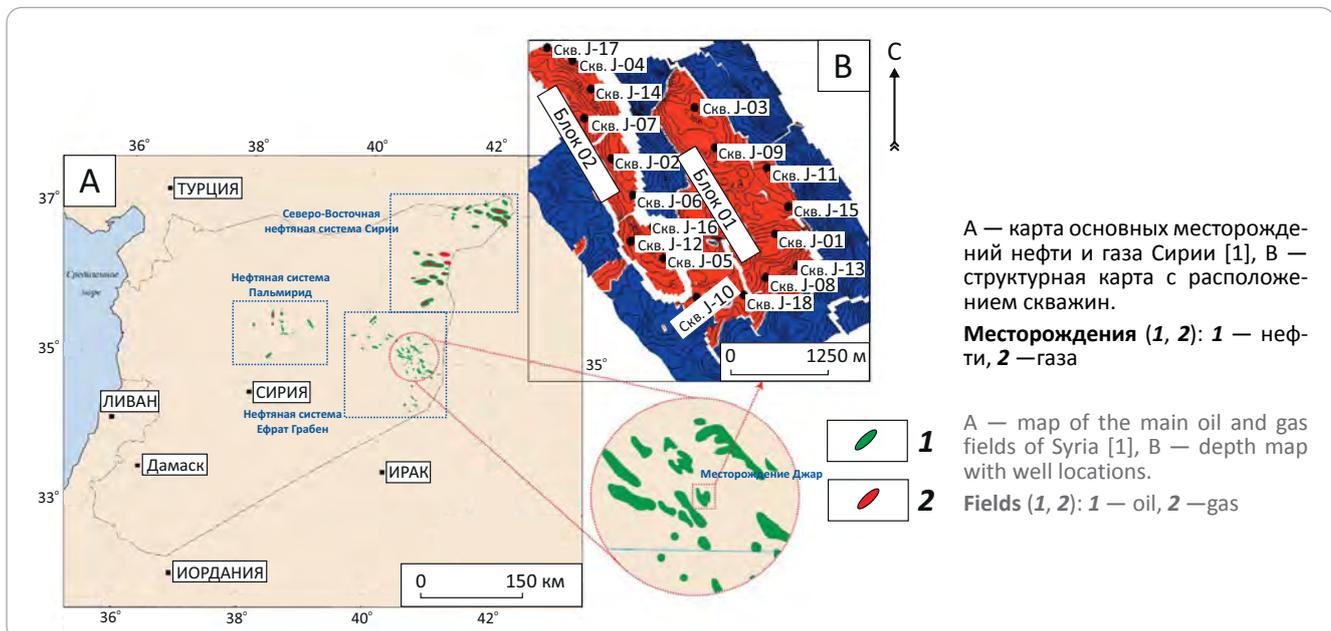
На рис. 2 приведена сводная стратиграфическая колонка для системы грабена Евфрат и показаны типичные каротажные диаграммы пластов месторождения Джар. Полная последовательность коллектора на месторождении начинается ниже ВКУ (основное верхнемеловое несогласие), между формацией SERJ нижнего мела и формацией Жудеу верхнего мела. Основное нижнемеловое несогласие (ВКЛ) отделяет нижележащую формацию MUS верхнего триаса от вышележащей формации SERJ нижнего мела, что свидетельствует о значительных перерывах осадконакопления в юрское время [3].

Остановимся на кратком описании стратиграфического коллектора месторождения Джар, которое использовано при сейсмическом моделировании и интерпретации геологической среды.

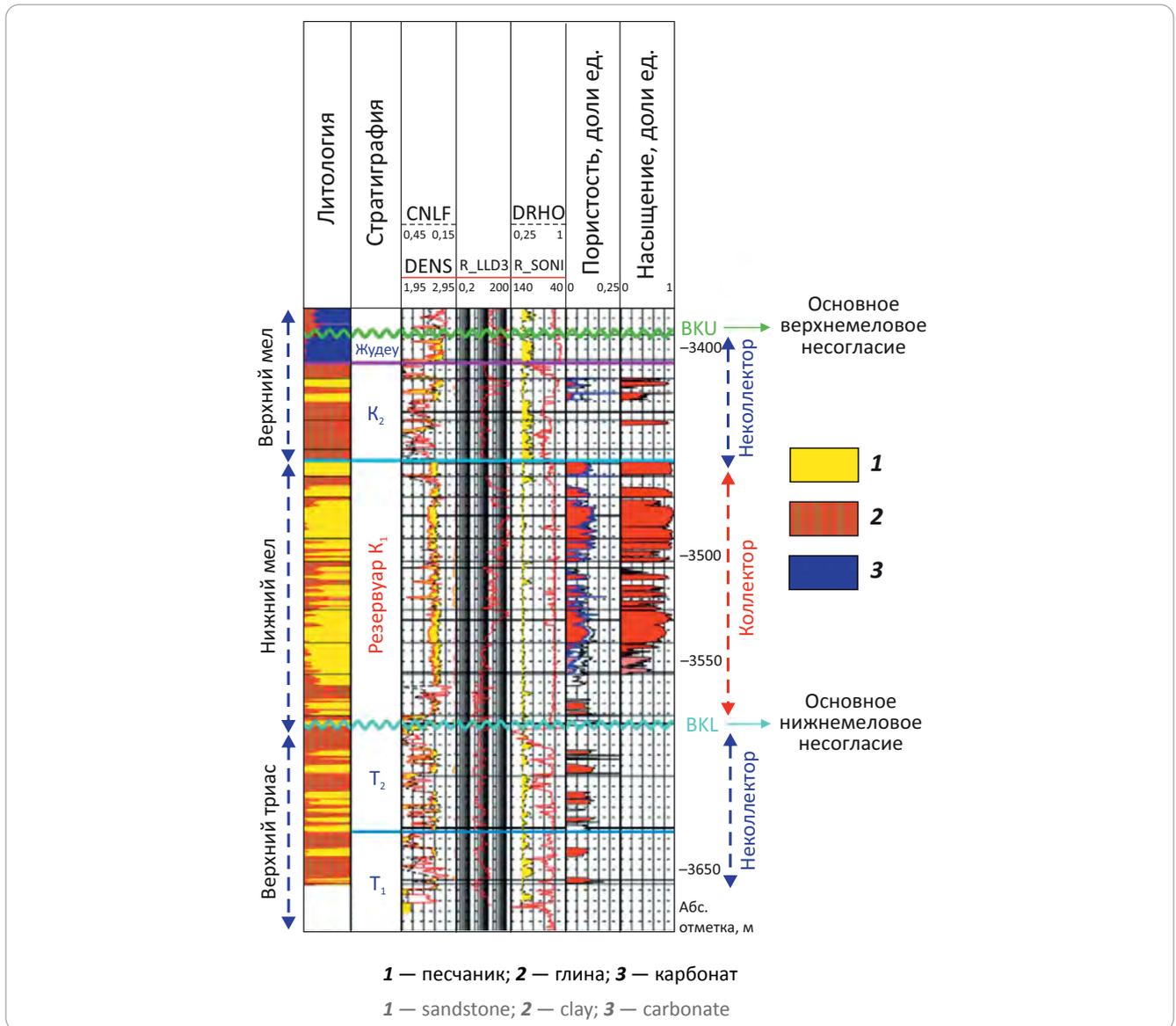
Нижнемеловая формация SERJ подразделяется снизу вверх на два коллектора: нижнюю и верхнюю

Рис. 1. Обзорная схема нефтяного месторождения Джар

Fig. 1. Location map of the Jar oilfield



**Рис. 2.** Общий стратиграфический разрез с характерными каротажными диаграммами месторождения Джар  
**Fig. 2.** General stratigraphic section with typical log diagrams, the Jar field



зоны формации SERJ. Верхняя зона формации SERJ включает толщу песчаников и аргиллитов с низкими значениями песчанности (менее 20 %). Интервалы песчаников имеют малую толщину (от 2 до 10 м) и не коррелируют по всему месторождению. Слои формации в основном расположены вблизи кровли и подошвы зоны. Отложения интерпретируются как образованные в мелководной морской среде. Они представляют собой последовательность переслаивающихся аргиллитов и песчаников [4]. Отложения верхней зоны формации SERJ не образуют резервуаров для УВ из-за высокого содержания глинистых материалов.

Нижняя зона формации SERJ также представлена прослоями песчаника и аргиллита. Но в этой зоне месторождения пласты песчаников образуют основные интервалы коллектора. В верхней части зоны формации SERJ преобладают косослоистые тела песчаника с подчиненными внутрислоистыми конгломератами и образованиями биотурби-

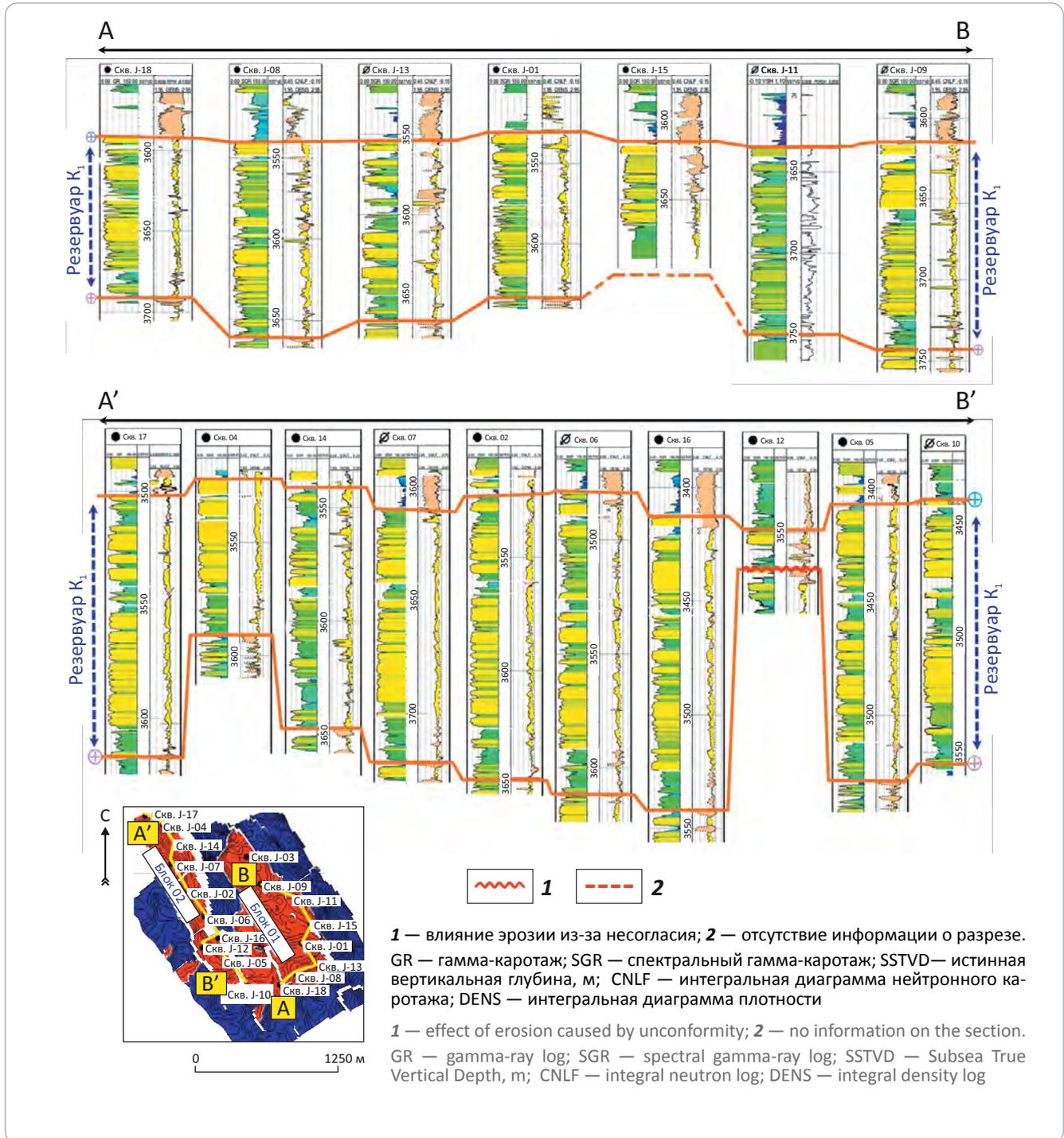
рованного алевритового песчаника. Наблюдаемые литофации песчаника образованы под влиянием приливов с небольшим количеством прослоев ила внутреннего шельфа. Для более глубоких частей нижней зоны формации SERJ типичны пласты песчаника-коллектора увеличенной мощности вверху и с непрерывными сланцевыми прослоями в основании [2].

Верхнетриасовая формация MUS характеризуется толщиной песчаников с прослоями аргиллитов и подразделяется на две зоны [5]. Отложения формации MUS интерпретируются как образованные в континентальной речной обстановке и в условиях прибрежной равнины.

Верхняя зона формации MUS представлена пластами коллектора с высокими значениями песчанности (50 %). Пласты этой зоны являются отложениями русла реки. В нижней зоне формации MUS пласты коллектора отсутствуют, что связано с



**Рис. 3.** Пример стратиграфической корреляции разрезов по линиям А–В (блок 01) и А'–В' (блок 02)  
**Fig. 3.** Example of stratigraphic correlation charts along A–B line (Block 01) and A'–B' line (Block 02)



низкими значениями песчаности (20 %). Пласты этой зоны сложены мелкозернистыми породами.

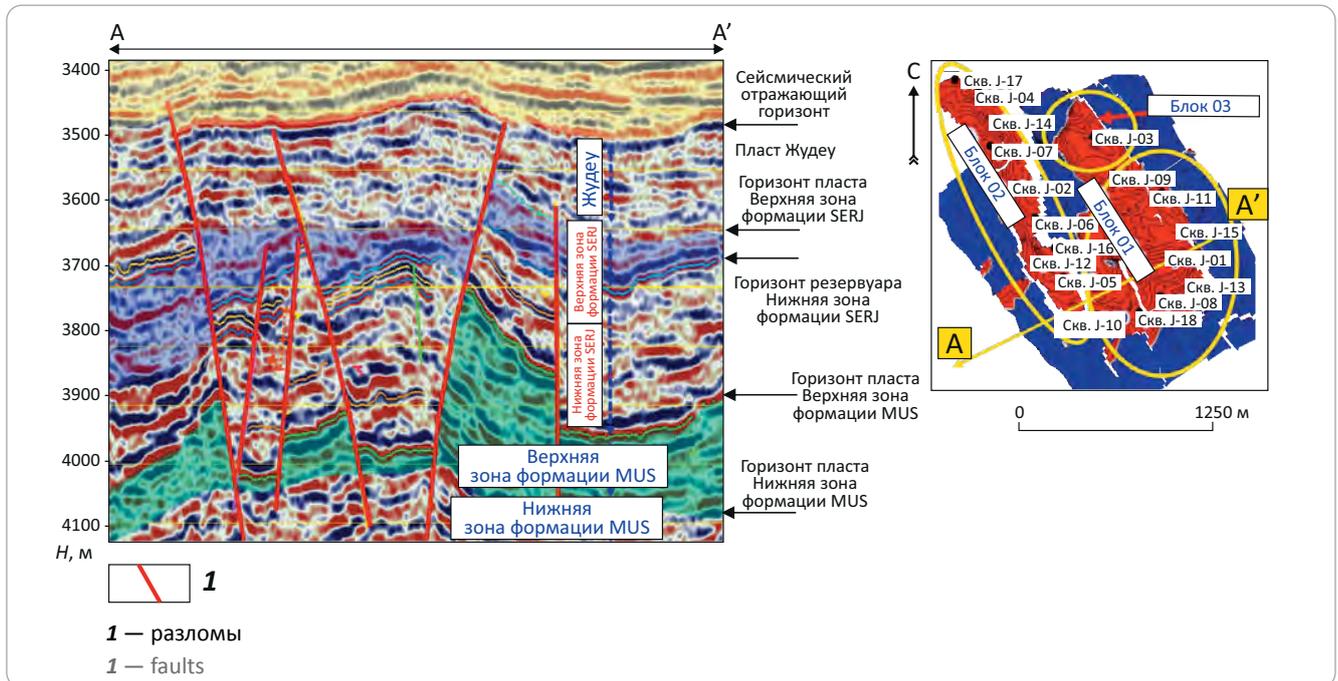
**Стратиграфическая корреляция слоев месторождения**

Стратиграфическая корреляция опорных горизонтов по месторождению Джар проведена на основе скважин, расположенных, как правило, в меридиональном направлении по линиям А–В и А'–В' (рис. 3). На разрезах показаны только основные породы-коллекторы в нижней зоне формации SERJ.

Разрез по линии А–В проходит через скважины J-18, J-08, J-13, J-01, J-15, J-11 и J-09 блока 01. Он показывает, что толщина отложений горизонта SERJ над блоком 01 практически постоянна и варьирует от 80 до 120 м. Исключение составляет скв. J-15, где толщина отложений пласта снижается из-за отсутствия полной информации о разрезе после остановки бурения скважины, достигшей водяного горизонта нижней части формации SERJ.

Второй корреляционный разрез А'–В' построен через скважины J-17, J-04, J-14, J-07, J-02, J-06, J-16,

**Рис. 4.** Интерпретация сейсмических горизонтов и разломов (линия А–А')  
**Fig. 4.** Seismic horizon and fault interpretation (A–A' line)



J-12, J-05 и J-10 блока 02. Установлено, что толщина отложений коллектора, как правило, постоянная (до 120 м). Исключением являются скважины J-04 и J-12, где мощность коллектора сокращается примерно до 20 м. Это связано с эрозионным процессом на период верхнемелового (ВКУ) и нижнемелового (ВКЛ) несогласий в районе месторождения Джар [4].

**Результаты и их обсуждение**

**Сейсмическая структурная и петрофизическая интерпретация**

В настоящее время основную роль в построении тектонической модели среды играют сейсмические 3D-данные, позволяющие отслеживать и связывать разломы и блоки для каждого слоя разреза в единую систему [6]. Полевыми работами 3D-сейсморазведки, выполненными компанией SPC, охвачена практически вся площадь месторождения Джар. Основываясь на исходной информации, автором статьи проведена интерпретация сейсмических данных программным комплексом Petrel™. В процессе анализа сейсмических данных выделены опорные сейсмические горизонты, структурные и стратиграфические особенности среды, которые распознаются и регистрируются на территории месторождения Джар (рис. 4). Сейсмическими горизонтами являются:

- первый горизонт: кровля пласта — формация Жудеу;
- второй горизонт: кровля верхней зоны формации SERJ;
- третий горизонт: кровля резервуара — нижней зоны формации SERJ;

- четвертый горизонт: кровля верхней зоны формации MUS;
- пятый горизонт: кровля нижней зоны формации MUS.

Основываясь на интерпретации сейсмических данных, в пределах месторождения Джар можно условно выделить три блока (рис. 5, 6).

*Блок 03* (включает скв. J-03) находится на северо-востоке месторождения, он изометричный в плане и обладает слабым УВ-потенциалом.

*Блок 02* (включает скважины J-17, J-04, J-14, J-07, J-02, J-06, J-16, J-12, J-05) имеет вытянутую форму, близкую к северному направлению. Он отделен от блока 03 крупным грабеном северо-восточного направления и незначительно примыкает к блоку 01.

*Блок 01* (включает скважины J-09, J-11, J-15, J-01, J-13, J-08, J-18 и J-10) крупный, изометричный в плане, при этом он изолирован от блока 02 локальным сбросом.

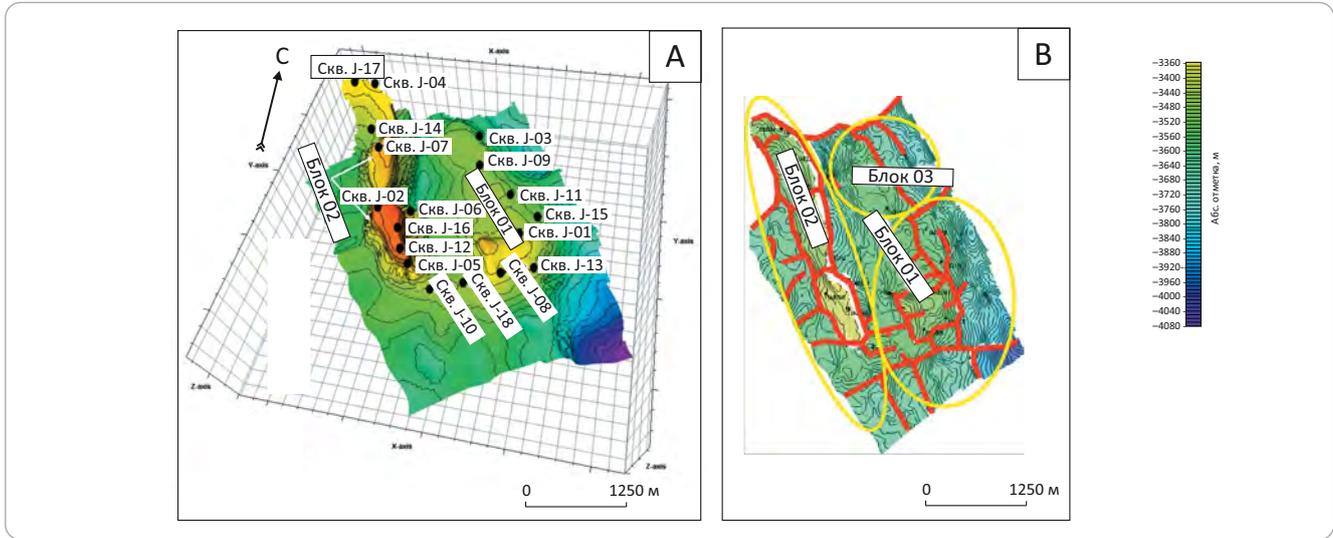
Характерную особенность формирования рассматриваемых блоков имеют линейный грабен, раскрывающийся в северо-восточном направлении, и система ортогональных тектонических нарушений. Глубина грабена постепенно увеличивается к северу, при этом ширина структуры резко ограничена в распространении. Этот прогиб между двумя блоками был подтвержден данными бурения скв. J-18.

Исходя из сейсмической интерпретации, на месторождении Джар имеется два основных тренда разломов — локальный (восточного простирания) и региональный (северного простирания), что приводит к формированию очень сложной структурной модели месторождения. Преобладание региональ-



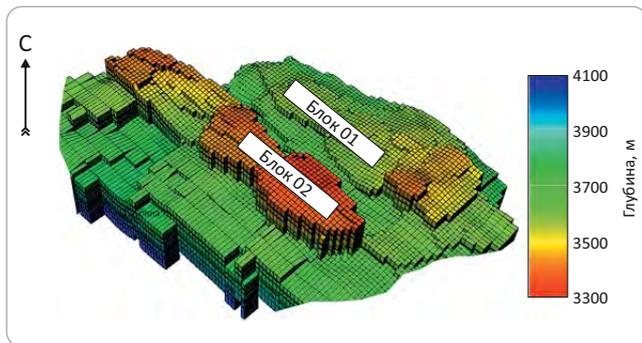
**Рис. 5.** Объемная структурная карта (А) и схема тектонических нарушений среды (В), основанная на интерпретации сейсмического поля

**Fig. 5.** Depth map (А) and tectonic dislocations scheme (В) based on interpretation of seismic wavefield



**Рис. 6.** Блокная модель вертикального переслаивания пород месторождения Джар

**Fig. 6.** Block model of vertical bedding of rocks in the Jar field

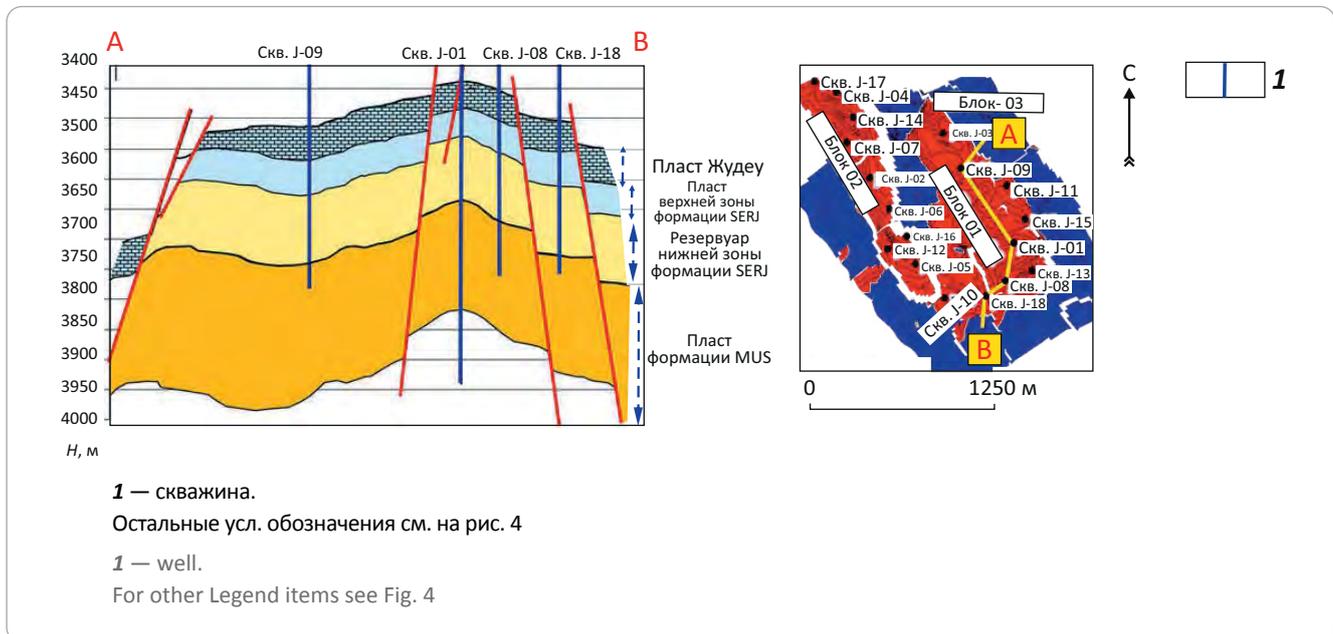


ных крупных меридиональных разломов связано с эффектом регионального сжатия геологических структур фундамента, что приводит к ограничению распространения блока 02. В акустическом поле отмечаются небольшие поперечные инверсионные разломы, создающие вид ступенчатого залегания слоев с образованием каналов проницаемости среды.

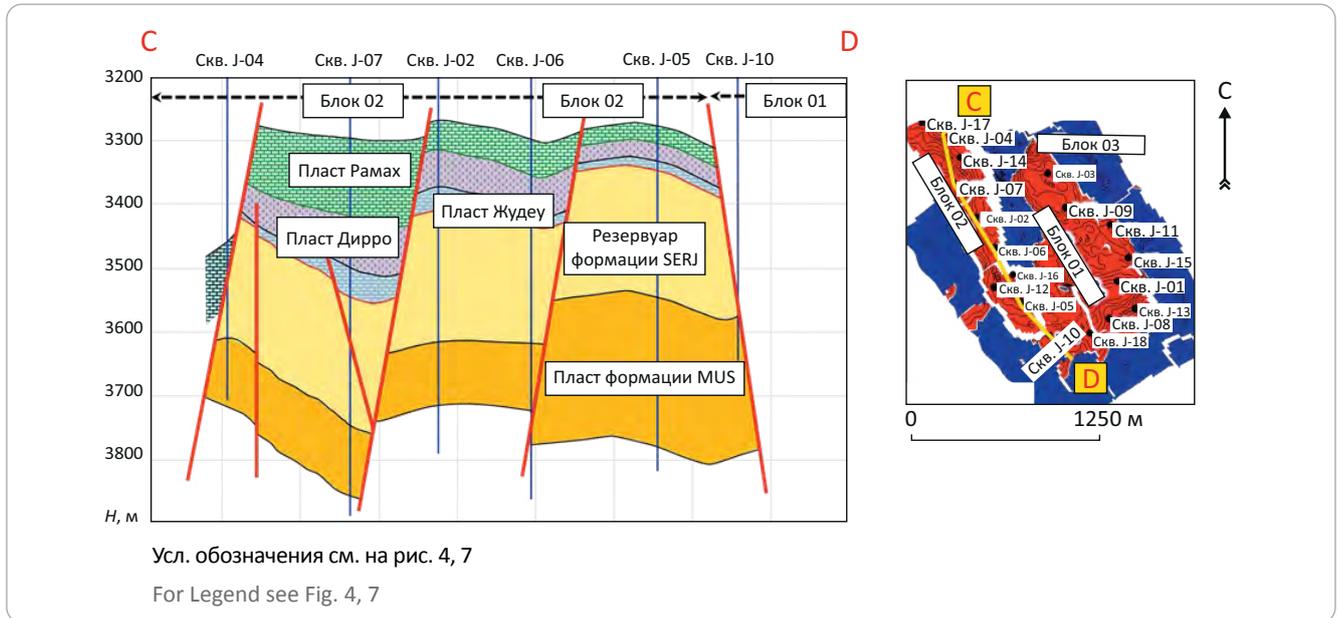
В региональном масштабе месторождение ограничено крупными краевыми разломами северо-западного – юго-восточного простирания, которые выходят за пределы исследуемой области и соответствуют региональным тектоническим системам Пальмирид и грабена Евфрат.

**Рис. 7.** Геологический разрез по линии А–В, основанный на интерпретации сейсмических данных по блоку 01

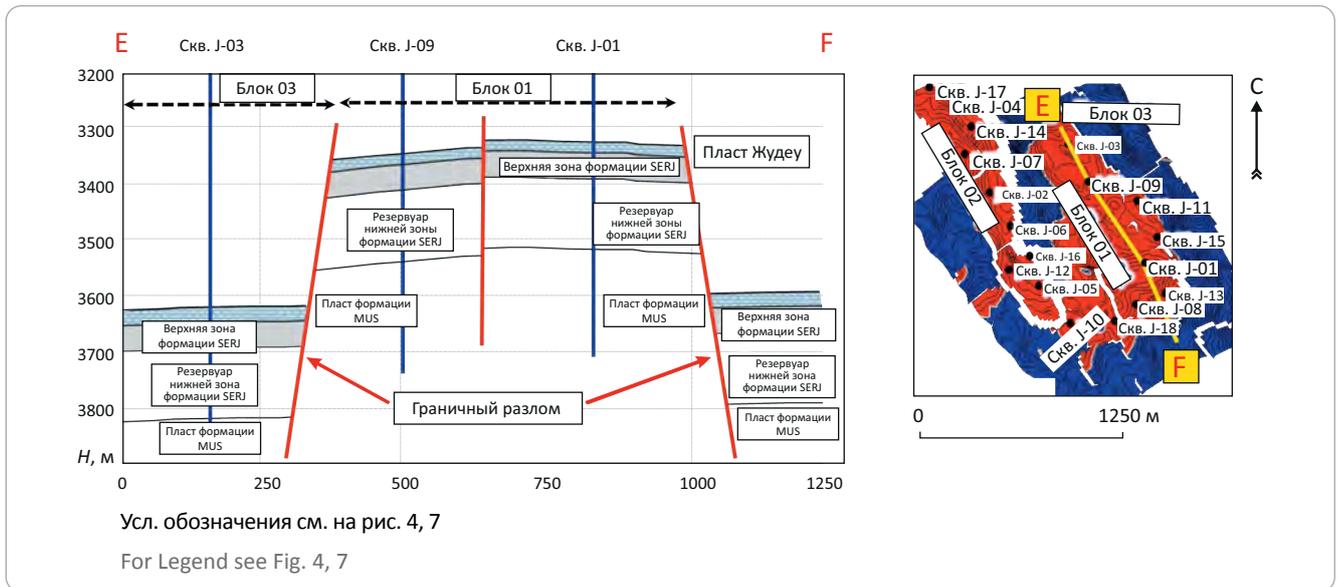
**Fig. 7.** Geological cross-section along A–B line based on interpretation of seismic data from Block 01



**Рис. 8.** Геологический разрез по линии С–D, основанный на интерпретации сейсмических данных по блоку 02  
**Fig. 8.** Geological cross-section along C–D line based on interpretation of seismic data from Block 02



**Рис. 9.** Геологический разрез по линии E–F, основанный на интерпретации сейсмических данных по блокам 01 и 03  
**Fig. 9.** Geological cross-section along E–F line based on interpretation of seismic data from blocks 01 and 03



**Структура блока 01.** Сейсмическая интерпретация показывает (рис. 7), что блок 01 представляет собой сложную тектоническую структуру с многочисленными разломами разного ранга. Блок образует вытянутый купол с северо-запада на юго-восток с крутопадающим и сильно нарушенным южным флангом и полого наклонным и менее деформированным северным флангом. Южная часть купола, разбуренная скважинами J-01, J-08 и J-13, рассечена сложным комплексом разломов, которые определяют многочисленные структурные зоны. Кроме того, самый северный фланг блока, разбуренный скв. J-09, менее подвержен влиянию разломов. В этом случае субмеридиональные нарушения среды являются доминирующими структурными деформациями в этом районе.

Блок 01 на востоке граничит с крупной системой разломов северо-северо-западного и юго-юго-восточного простирания (см. рис. 4). Более глубокая зона к северо-востоку от скв. J-01 была подтверждена скважинами J-11 и J-15, что свидетельствует о расширении площади месторождения к востоку. Основная форма структуры в поперечном разрезе представляет собой купол, созданный наклонными к основанию крупными разломами. В сочетании с оперяющими нарушениями происходит сильная деформация слоев в интервале 3600–4000 м, которая привела к созданию взбросов, в основном затронувших слои формации SERJ. Следует предположить, что это связано с эффектом юго-западной и северо-восточной фазы сжатия в период позднего миоцена [4].



**Таблица.** Основные фации и петрофизические свойства в резервуаре  $K_1$   
**Table.** Main facies and petrophysical properties of  $K_1$  reservoir

Фации	Код фации в программе Petrel™	Пористость $\varphi$ , %			Проницаемость, $n \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$		
		мин	макс	среднее	мин	макс	среднее
Песчаник	0	0,12	0,2	0,16	141	400	230
Алевритистый песчаник	1	0,1	0,12	0,11	45	334	140
Алевролит	2	0,06	0,1	0,08	10	104	56
Глинистый песчаник	3	0,02	0,06	0,04	–	–	0,0001

**Структура блока 02** (рис. 8). Блок 02 месторождения Джар состоит из аномального горста, приподнятого примерно на 150–250 м над окружающими структурами и вытянутого в северо-западном направлении на расстояние около 1,8 км. Блок пересекается четко выраженным определенным набором разломов (с амплитудой смещения слоев более 100 м), которые разделяют его на множество вспомогательных зон (первая область включает скв. J-04, вторая — скв. J-07, третья — скв. J-14, четвертая — скважины J-02 и J-06, пятая — скв. J-05).

Формирование взброса в толще формации Дерро (часть отложений верхней толщи формации SERJ) может быть связано с незначительным влиянием вышеупомянутой региональной тектоники. К примеру, к западу от скв. J-10, которая вскрыла при бурении интервал слоя формации Дерро (перед горизонтом пласта формации MUS), наблюдается характерный прогиб в основании блока, условно разделяющий между собой блоки 01 и 02.

Блок в верхней части уровня резервуара формации SERJ имеет асимметричное строение структуры, слегка наклоненную к западу форму и приоткрывает с востока к региональному грабену (ближе к крайнему пограничному разлому). Небольшие размеры (около  $1 \times 0,5 \text{ км}^2$ ) структурных зон и высокая степень вероятности присутствия мелких разломов усложняют детальное картирование строения в сейсмическом волновом поле и точное моделирование потока жидкости.

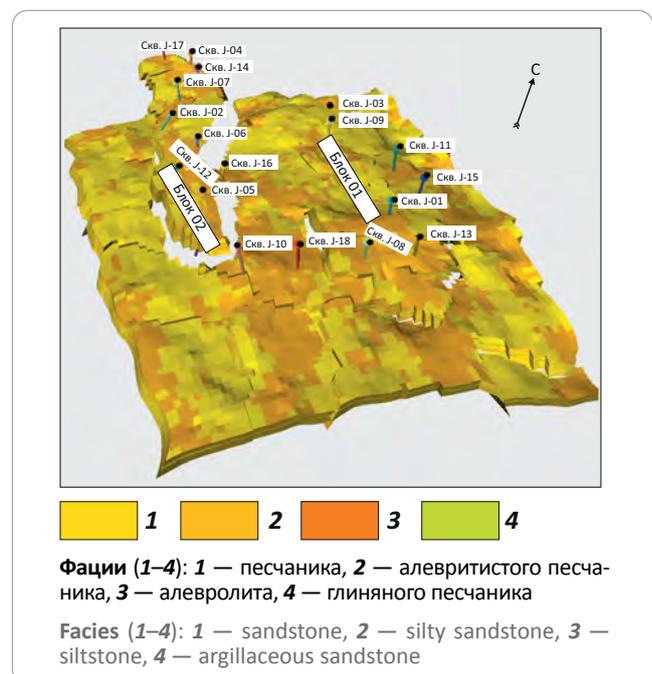
**Структура блока 03** (рис. 9). Блок 03 располагается к северо-востоку от месторождения Джар. Малая величина поднятия с симметричным строением в плане ограничивается с запада узким грабеном, совпадающим с падением основного пограничного разлома. С юга сформирована пологая седловина, плавно переходящая в блок 01. Сейсмическая интерпретация данных по блоку 03 подтверждает наличие менее плотной сети тектонических нарушений, чем у блоков 01 и 02.

Структурное моделирование показало, что нефтяное месторождение Джар состоит из двух региональных блоков (01 и 02), которые отделены друг от друга разломами. Моделирование свойств резервуара выполнено для выявления заполнения фаций резервуара и петрофизических свойств (по-

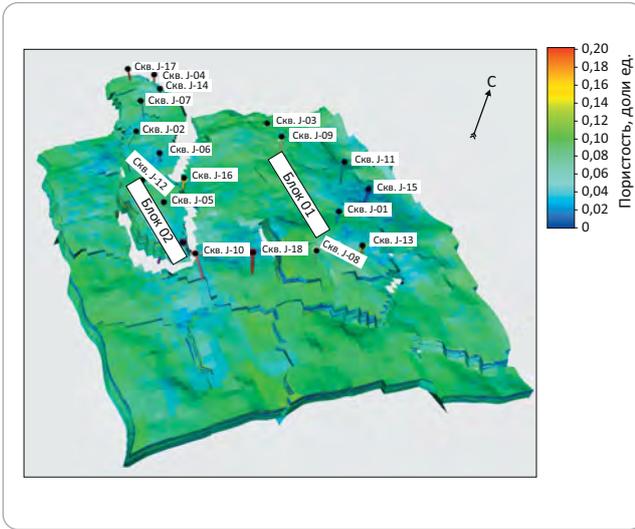
ристость  $\varphi$ , водонасыщенность  $S_w$  и нефтенасыщенность  $S_o$ ) в структурной 3D-модели. Поперечные геологические разрезы фаций и петрофизических параметров построены, чтобы проиллюстрировать их вертикальное и горизонтальное изменение между скважинами. Моделирование свойств резервуара показало, что отложения резервуара  $K_1$  в нефтяном месторождении Джар являются неплохим резервуаром благодаря хорошим петрографическим свойствам (высокой пористости и низкой водонасыщенности) и значительному содержанию нефти. Трехмерная геологическая модель может использоваться для прогнозирования формы, размеров и внутренней неоднородности нефтяного резервуара  $K_1$ , а также оценки потенциальной возможности извлечения УВ на месторождении Джар.

**Результаты моделирования фаций.** Основными фациями в резервуаре  $K_1$  нефтяного месторождения Джар являются песчаник, алевролитовый песчаник и алевролиты. Фация глинистого песчаника не образует резервуара, так как пористость и проницаемость имеют в ней низкие значения (таблица).

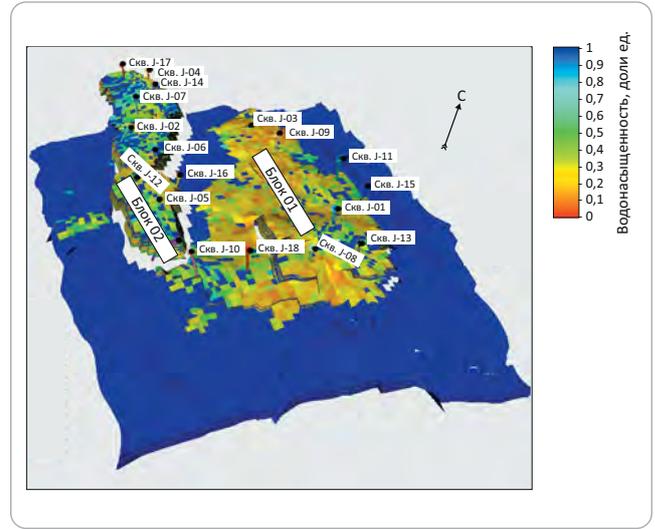
**Рис. 10.** 3D-модель распределения фаций резервуара  $K_1$   
**Fig. 10.** 3D model of  $K_1$  reservoir facies distribution



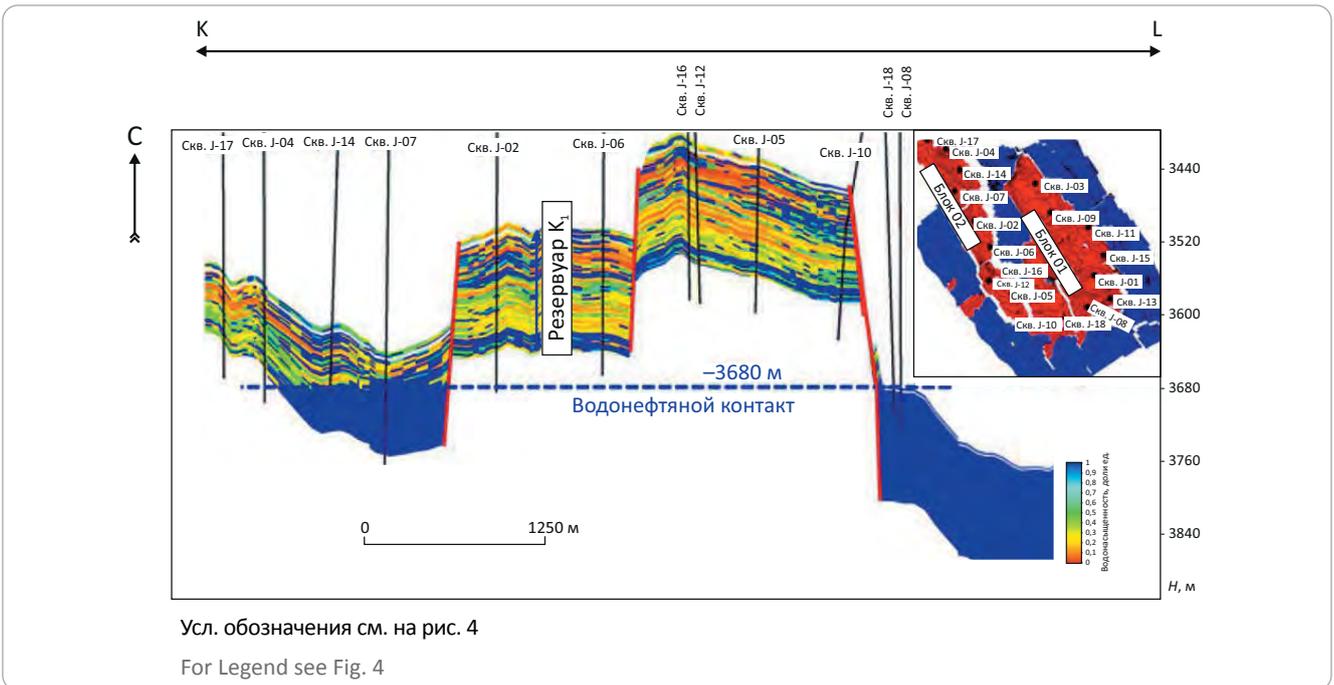
**Рис. 11.** 3D-модель распределения пористости в отложениях резервуара  $K_1$   
**Fig. 11.** 3D porosity model for  $K_1$  reservoir beds



**Рис. 12.** 3D-модель распределения водонасыщенности в отложениях резервуара  $K_1$   
**Fig. 12.** 3D water saturation model for  $K_1$  reservoir beds



**Рис. 13.** Разрез по линии К–L, показывающий распределение водонасыщенности в отложениях резервуара  $K_1$   
**Fig. 13.** Water saturation of  $K_1$  reservoir in the cross-section along K–L line



Существует несколько алгоритмов для выполнения стохастического моделирования. В построении 3D-модели фаций для различных зон в пласте коллектора  $K_1$  применен расчет на основе *последовательного Гауссова моделирования* (рис. 10).

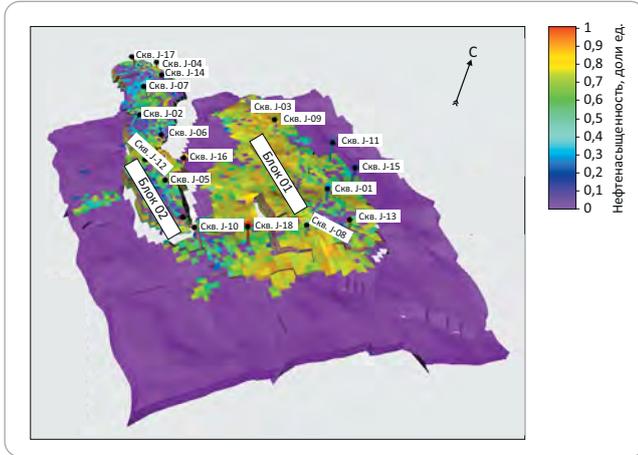
*Моделирование пористости ( $\phi$ ).* Пористость является важным свойством резервуара, который определяет емкость флюидов. Для моделирования использованы алгоритмы арифметических вычислений «Arithmetic Computation» и последовательного Гауссова моделирования (SGS). На рис. 11 представлена 3D-модель, иллюстрирующая распределение пористости в отложениях резервуара  $K_1$  в

нефтяном месторождении Джар. Модель показывает несколько вариаций пористости в диапазоне от 2 до 20 % и выражена градацией цветов. Данный диапазон значений  $\phi$  обусловлен изменениями фаций. Пористость со значениями 0,02–0,1 рассматривается как неэффективная и присуща фациям глинистых песчаников и алевролитов. Значения  $\phi = 0,1–0,2$  соответствуют эффективной пористости, которая связана с нефтеносным песчаником и фацией алевролитового песчаника. Вдоль блока 02 значения эффективной пористости резервуара  $K_1$  являются высокими в более приподнятых частях структуры блока (участки скважин J-16, J-12, и J-05),



**Рис. 14.** 3D-модель распределения нефтенасыщенности в отложениях резервуара  $K_1$

**Fig. 14.** 3D oil saturation model for  $K_1$  reservoir beds

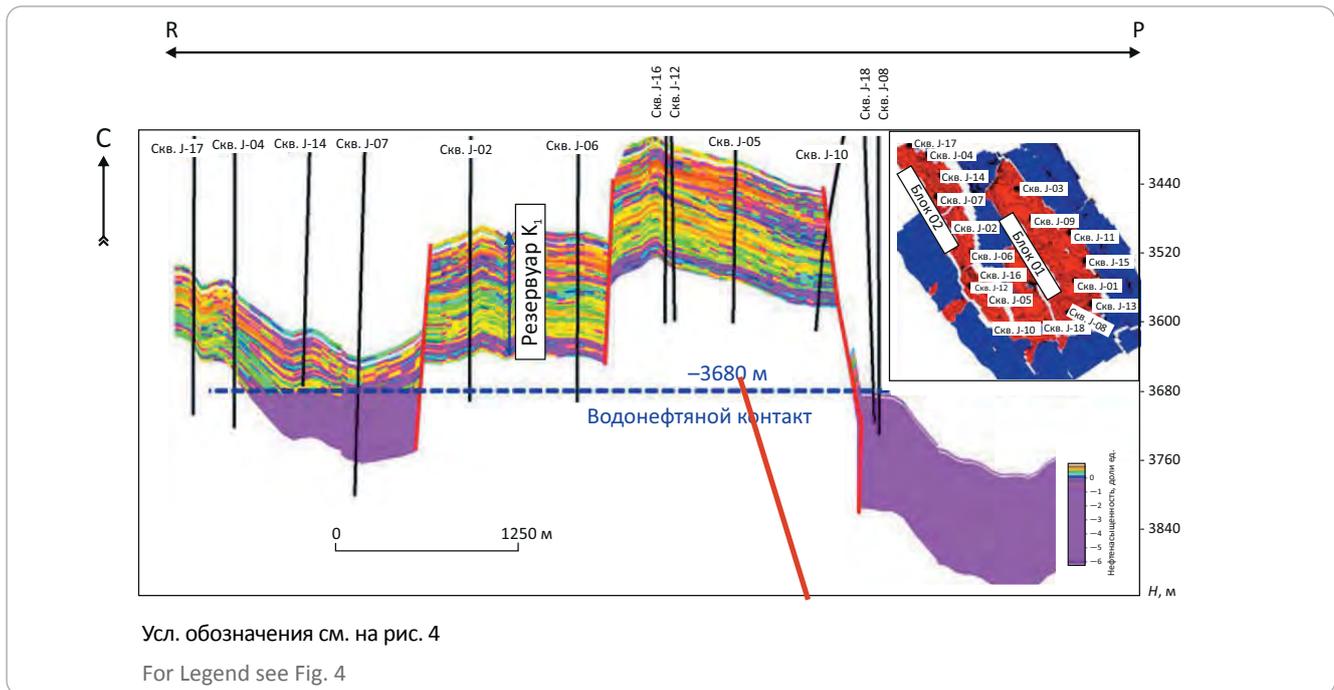


но значительно уменьшаются на юго-востоке и северо-западе структуры. В блоке 01 наблюдаются высокие значения эффективной пористости вдоль северо-восточных флангов (участки скважин J-03, J-09, J-15, J-01, J-13 и J-08), которые значительно уменьшаются на южном и юго-западном флангах структуры.

Моделирование водонасыщенности ( $S_w$ ) и нефтенасыщенности ( $S_o$ ). В результате построены 3D-модели и разрезы, иллюстрирующие распределение водонасыщенности (рис. 12, 13) и нефтенасыщенности (рис. 14, 15) в отложениях резервуара  $K_1$  нефтяного месторождения. Граница водонефтяного контакта отмечается на глубинах 3860 м для блока 02 и 3880 м — для блока 01. Модели показывают, что высокие структурные области месторождения, к которым относится центральная часть блока, насыщены нефтью. Горизонты коллектора в пониженной части каждого блока насыщены водой.

**Рис. 15.** Разрез по линии R–P, показывающий распределение нефтенасыщенности в отложениях резервуара  $K_1$

**Fig. 15.** Oil saturation of  $K_1$  reservoir in the cross-section along R–P line



**Выводы**

Построенная трехмерная геостатистическая модель нефтяного месторождения Джар демонстрирует, что месторождение Джар структурно состоит из двух блоков (01 и 02), ориентированных с северо-запада на юго-восток. Результаты моделирования разломов показали, что основные разломы в районе месторождения Джар имеют направление северо-запад – юго-восток, а второстепенные разломы расположены в направлении северо-восток – юго-запад. Моделирование коллекторских свойств и фаций позволяет утверждать, что центральные части нефтяного месторождения Джар являются

перспективными районами с хорошим качеством пласта, поэтому рекомендуется концентрировать добывающие скважины в этом районе. Построенная трехмерная геологическая модель действительно интегрирует все имеющиеся геолого-геофизические данные для увеличения общей добычи нефти на месторождении Джар. Построена геостатистическая модель, направленная на лучшее понимание изменчивости геологических и петрофизических свойств отложений в районе месторождения, а также распределения УВ в нижнемеловом пласте коллектора  $K_1$  на нефтяном месторождении Джар.

### Литература

1. Brew G., Barazangi M., Al-Maleh A.K., Sawaf T. Tectonic and Geologic Evolution of Syria // Gulf Petro Link. *Geo Arabia*. – 2001. – Т. 19. – № 4. – С. 176–182. DOI: 10.1190/1.1438571.
2. De Ruiter R.C., Lovelock P.R., Nabulsi N. The Euphrates Graben of eastern Syria: A new petroleum province in the northern Middle East // *Geo*. – 1995. – Т. 1. – № 1. – С. 357–368.
3. Yousef I., Morozov V., Al-Kadi M. Sedimentological review of upper triassic (Mulussa F formation) in Euphrates-Graben Syria // *Journal of Engineering and Applied Sciences*. – 2016. – Т. 11. – № 14. – С. 3067–3079. DOI:10.3923/jeasci.2016.3067.3079.
4. Yousef I., Shipaeva M., Morozov V., Mohammad E.K., Abdullah A. Lithofacies analysis and depositional environments of the Upper Triassic and Lower Cretaceous sediments in Euphrates graben Syria // *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management SGEM*. – 2019. – Т. 1.1. – С. 279–286.
5. Yousef I., Usmanov S.A., Morozov V.P. et al. Diagenetic chlorite, illite and illite-smectite minerals in sandstone reservoir; structural, morphology and precipitation upper triassic reservoir, Syria // *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*. – 2017. – Т. 17. – № 15. – С. 115–124. DOI: 10.5593/sgem2017H/15/S06.015.
6. Zanchi A., Francesca S., Stefano Z. et al. 3D reconstruction of complex geological bodies: examples from the Alps // *Computers and Geosciences*. – 2009. – Т. 35. – № 1. – С. 49–69. DOI:10.1016/j.cageo.2007.09.003.

### References

1. Brew G., Barazangi M., Al-Maleh A.K., Sawaf T. Tectonic and Geologic Evolution of Syria. *Gulf Petro Link. Geo Arabia*. 2001;19(4):176–182. DOI:10.1190/1.1438571.
2. De Ruiter R.C., Lovelock P.R., Nabulsi N. The Euphrates Graben of eastern Syria: A new petroleum province in the northern Middle East. *Geo*. 1995;1(1):357–368.
3. Yousef I., Morozov V., Al-Kadi M. Sedimentological review of upper triassic (Mulussa F formation) in Euphrates-Graben Syria. *Journal of Engineering and Applied Sciences*. 2016;11(14):3067–3079. DOI:10.3923/jeasci.2016.3067.3079.
4. Yousef I., Shipaeva M., Morozov V., Mohammad E.K., Abdullah A. Lithofacies analysis and depositional environments of the upper triassic and lower cretaceous sediments in euphrates graben Syria. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*. 2019;1.1:279–286.
5. Yousef I., Usmanov S.A., Morozov V.P. et al. Diagenetic chlorite, illite and illite-smectite minerals in sandstone reservoir; structural, morphology and precipitation upper triassic reservoir, Syria. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*. 2017;17(15):115–124. DOI: 10.5593/sgem2017H/15/S06.015.
6. Zanchi A., Francesca S., Stefano Z. et al. (2009), 3D reconstruction of complex geological bodies: examples from the Alps. *Computers and Geosciences*. 2009;35(1):49–69. DOI:10.1016/j.cageo.2007.09.003.

### Информация об авторе

**Ал Али Ахмад**

Аспирант

Казанский (Приволжский) федеральный университет,

420008 Казань, ул. Кремлевская, 4/5,

e-mail: alali.syy@mail.ru

ORCID ID: 0000-0003-4924-5036

### Information about author

**Al Ali Ahmad**

Postgraduate Student

Kazan (Volga region) Federal University,

4/5, ul. Kremlevskaya, Kazan, 420008, Russia,

e-mail: alali.kfu@bk.ru

ORCID ID: 0000-0003-4924-5036