



**И. С. Гутман**  
канд. геол.-мин. наук  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина<sup>1</sup>  
профессор  
mail@ipne.ru



**Гу Чжицянь**  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина<sup>1</sup>  
аспирант  
guzq1988@hotmail.com

# Особенности строения залежи нефти в миоценовых отложениях Шенциского месторождения КНР

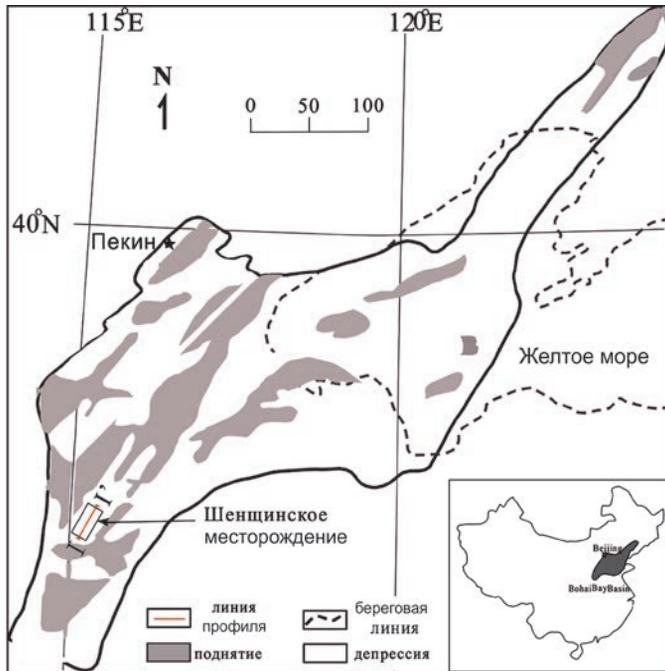
<sup>1</sup>Россия, 119991, Москва, Ленинский проспект, 65, корп. 1.

*В статье приведены результаты изучения геологического строения участка Шенциского месторождения Китая на основе детальной корреляции разрезов скважин. Показано, что миоценовые отложения минхуаченеского яруса имеют блоковое строение, и разрывные нарушения влияли на условия залегания продуктивных пластов и содержащихся в них залежей нефти*

**Ключевые слова:** корреляция разрезов; блоковое строение; анализ водонефтяного контакта (ВНК); типы разрезов; Шенциское месторождение КНР

**М**есторождение Шенци находится в центральной части нефтегазоносного Бохайванского бассейна, одного из самых крупных седиментационных бассейнов в Китае. Он является типичном рифтовым бассейном, при формировании которого установлено четыре стадии развития – среднепозднего протерозоя, платформы палеозоя, рифтогенеза позднего палеогена и депрессии неогена [1].

Шенциское месторождение было открыто в 1997 г. в результате бурения скв. Кон 1, в которой получен промышленный приток нефти из пласта N1м миоценовых отложений. Шенциское месторождение нефти представляет собой один из крупнейших объектов добычи углеводородов в Бохайваньском бассейне. По административному положению оно находится на территории Цанчонского района Хейбэйской провинции (*рис. 1*) [2]. На нем



**Рис. 1.**  
Расположение Шенцижского месторождения и Бохайванского бассейна на территории Китая (Zhao Xianzheng, Jin Fengming и др., 2015) [2]

пробурено 48 скважин при среднем расстоянии между ними около 200 м.

На **рис. 2** представлено обоснование ВНК по работе *J.G. Нои* [3], установлено, что изучаемый минхуаченский ярус  $N_1m$  характеризуется литологической неоднородностью в разрезе. В нем было выделено 5 пачек, которые в литологическом отношении представлены

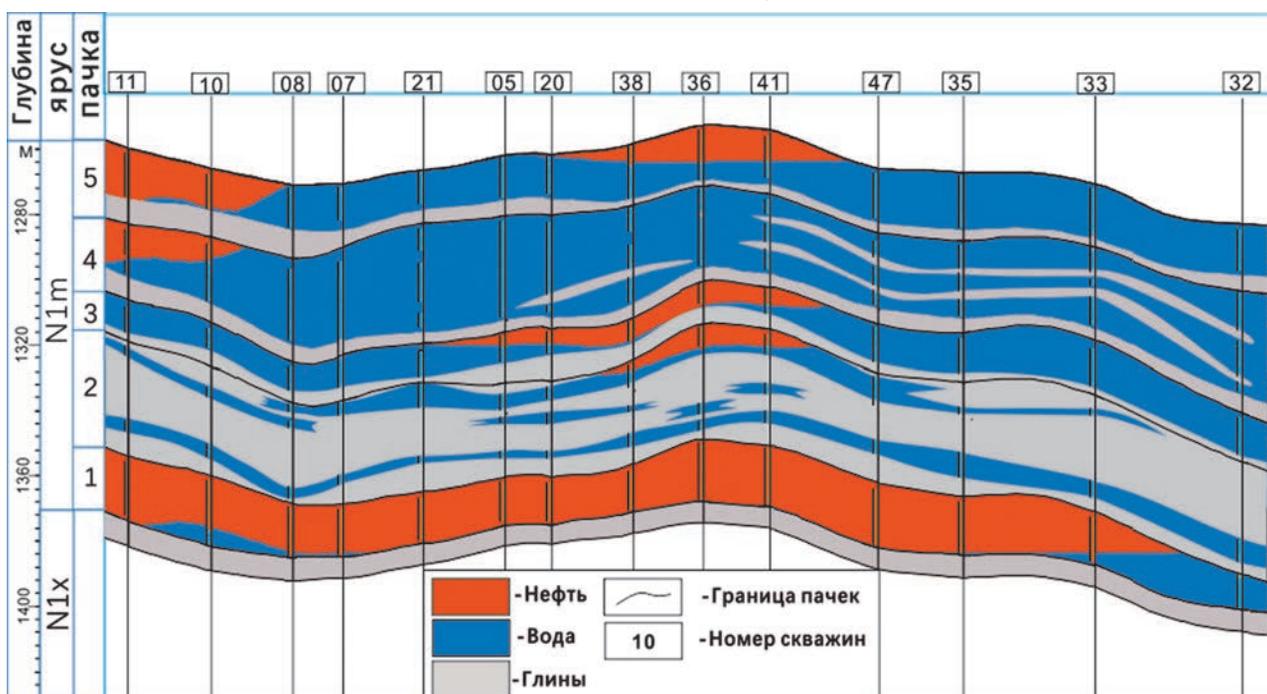
песчаниками. В каждой такой пачке установлены залежи нефти.

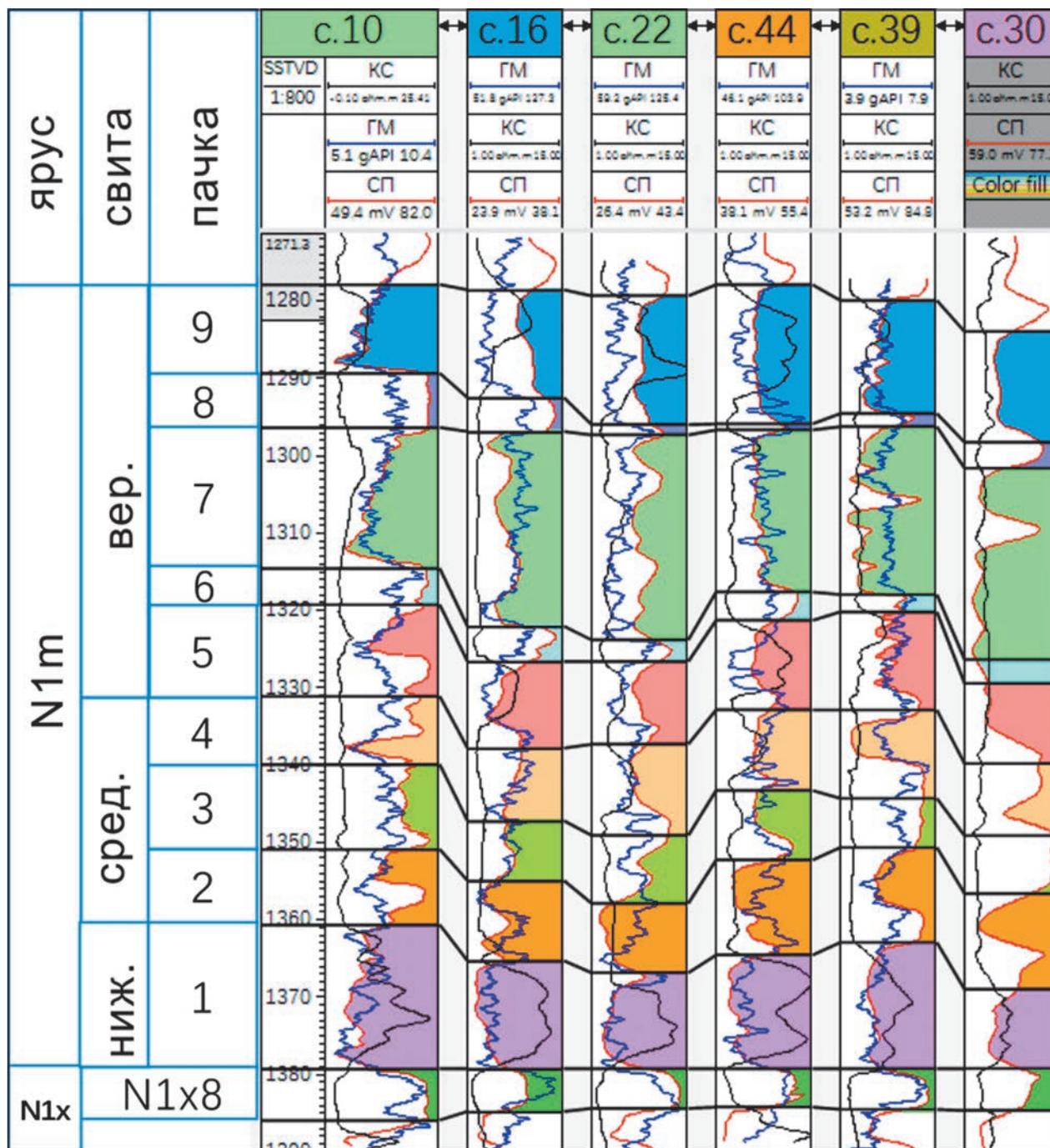
При анализе изменения отметок ВНК по скважинам изучаемого участка показано, что залежи имеют наклонный ВНК с превышением до 13 м. Отметка водонефтяного контакта залежи в пачке 3 установлена в скв. № 20 на уровне -1326 м, а в скважине № 41 – на уровне -1313 м. Залежь в пачке 2 в скв. № 38 имеет отметку водонефтяного контакта на уровне -1333 м, а в скв. № 41 на уровне -1324 м. Подобную картину можно видеть на залежах в пачках 5 и 4.

В связи с этим возникает необходимость на основе детальной корреляции разрезов скважин установить причины, обусловившие такие наклоны.

Поскольку данные других методов исследования в этом отношении в эксплуатационных скважинах отсутствуют, детальная корреляция разрезов скважин является основным методом изучения внутреннего строения недр. Она основывается на сопоставлении разрезов скважин с целью выделения в разрезах и прослеживания по площади пластов-коллекторов и непроницаемых прослоев между ними [4]. При выполнении корреляции рассматриваемых терригенных отложений разреза приняты методы собственных потенциалов (СП), потенциал-зонд (ПЗ) и гамма-метод (ГМ).

**Рис. 2.**  
Схема обоснования ВНК по линии I-I' (*J.G. Нои*, 2010)





**Рис. 3.**  
Схема корреляции с выравниванием на подошву яруса N1m (скв. 10, 16, 22, 44, 39, 30)

Во всех пачках в разрезе яруса N1m, залегающих над пластом N1x8, наблюдаются резкие изменения толщин пород. На **рис. 3** видно, что толщина всех пачек изменчива, но основные изменения толщин связаны с пачками 1 и 7.

На **рис. 3** представлена схема детальной корреляции разрезов скважин изучаемого участка месторождения. В разрезе миоценовых отложений минхуаченского яруса были выделены и прослежены по всему участку 9 пачек пород. В нижней части разреза залегает пласт N1x8 (ярко-зеленого цвета), который

принят в качестве основного репера. Он достаточно выдержан по толщине и площади. Этот репер литологически отличается от выше- и нижележащих пластов и четко фиксируется на диаграммах ГИС.

Пачка 1, породы которой представлены серыми песчаниками, согласно залегает на продуктивных отложениях N1x и отчетливо выделяется во всех скважинах. Она характеризуется низкими значениями гамма-метода

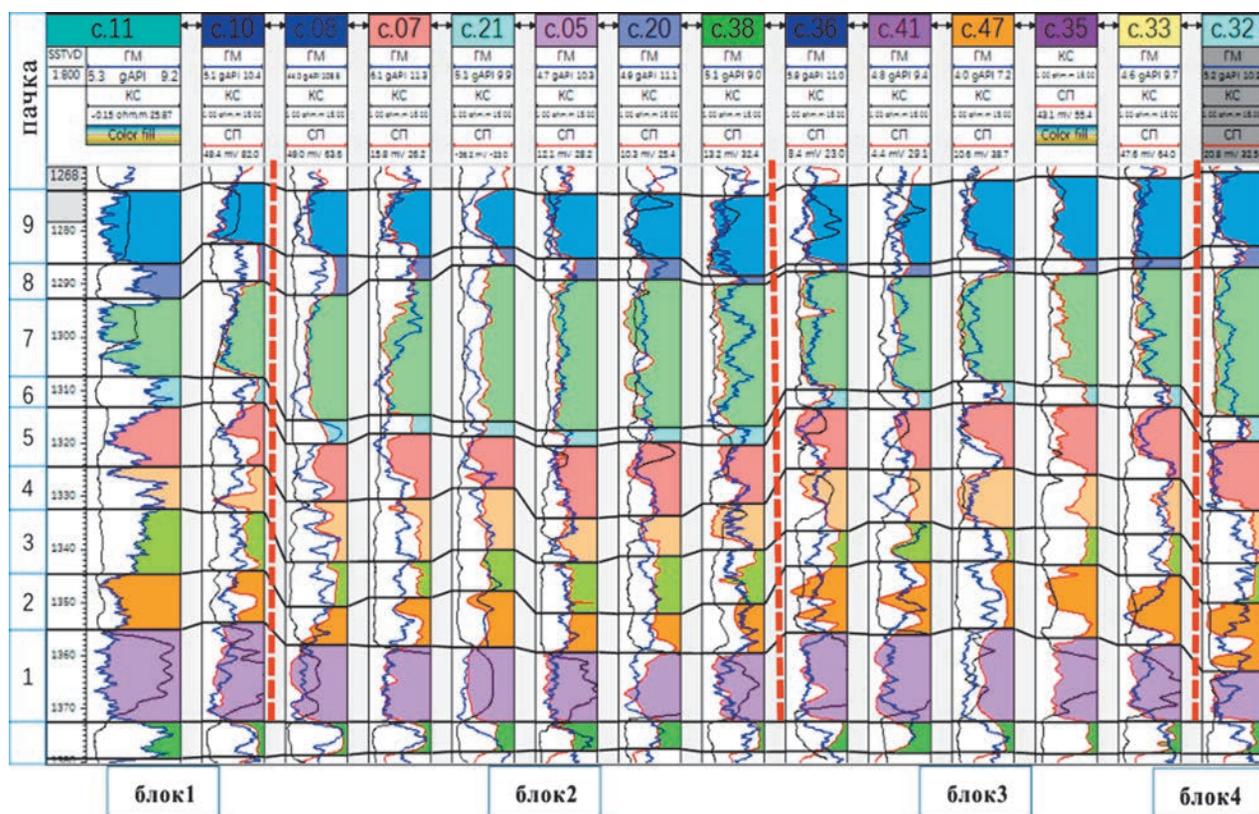
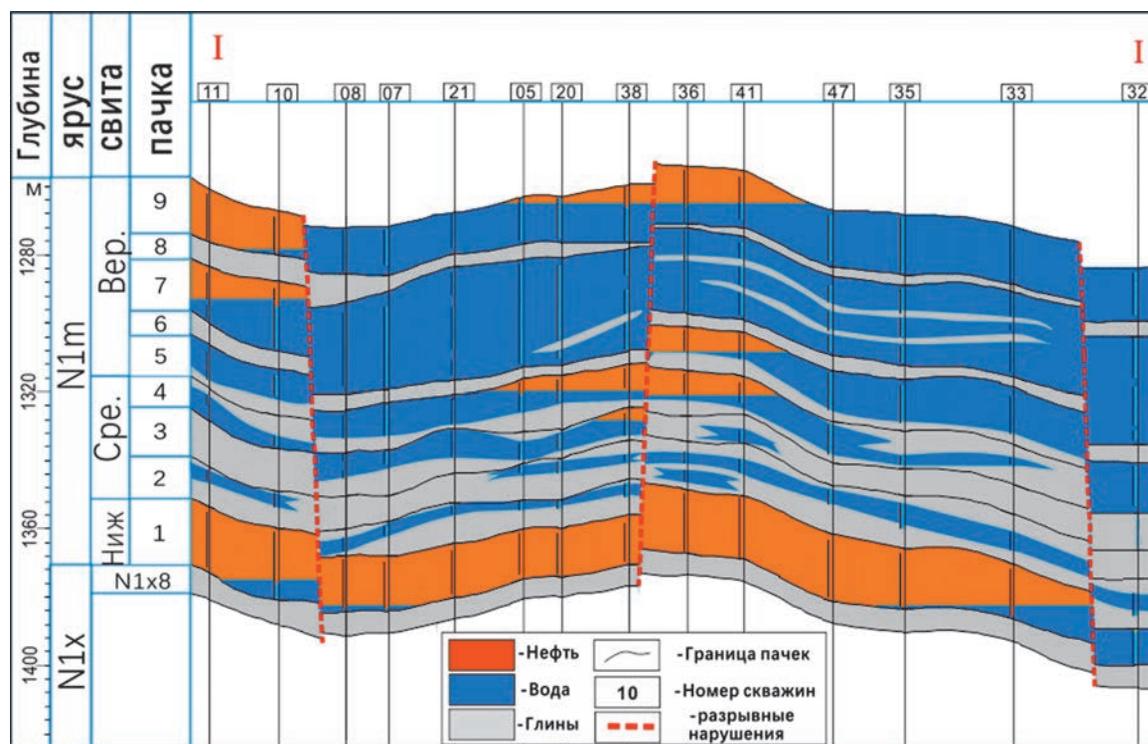


Рис. 4.  
Схема корреляции с выравниванием на подошву яруса N1m по линии I-I'

и отрицательными аномалиями СП. На изучаемой территории толщина пачки 1 изменяется от 9,5 м до 21,6 м. Максимальная толщина установлена в скв. № 32, минимальная – в скв. № 09.

Пачка 7 представлена толщей песчаников и прослеживается во всех скважинах. Толщи-

Рис. 5.  
Новое обоснование ВНК на геологическом профиле по линии I-I'



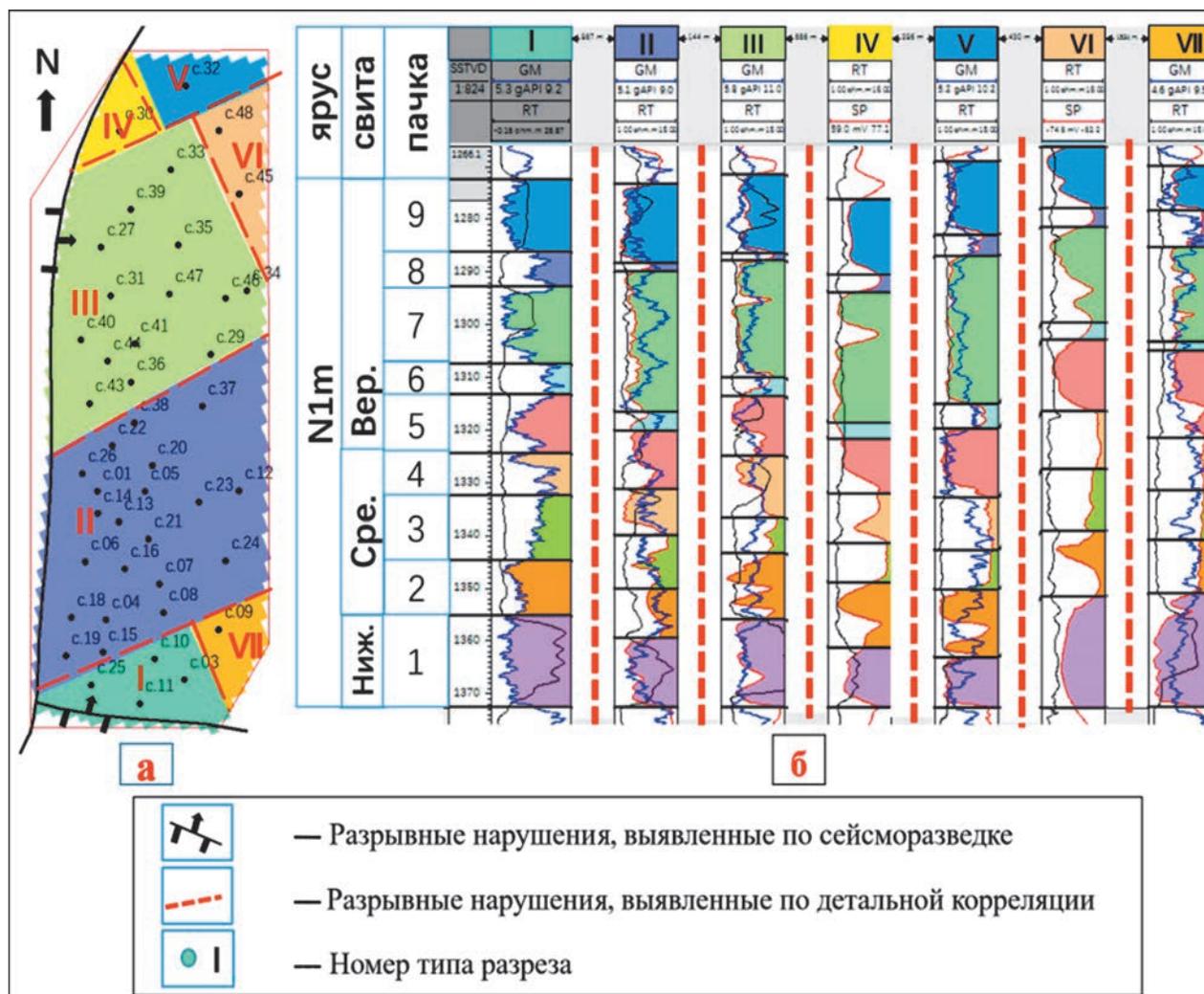


Рис. 6. Расположение типов разрезов на площади месторождения (а) и типы разрезов различных блоков (б)

на пачки 7 изменяется от 14 м до 29,5 м, причем наименьшие толщины установлены в скв. № 11, наибольшие – в скв. № 37.

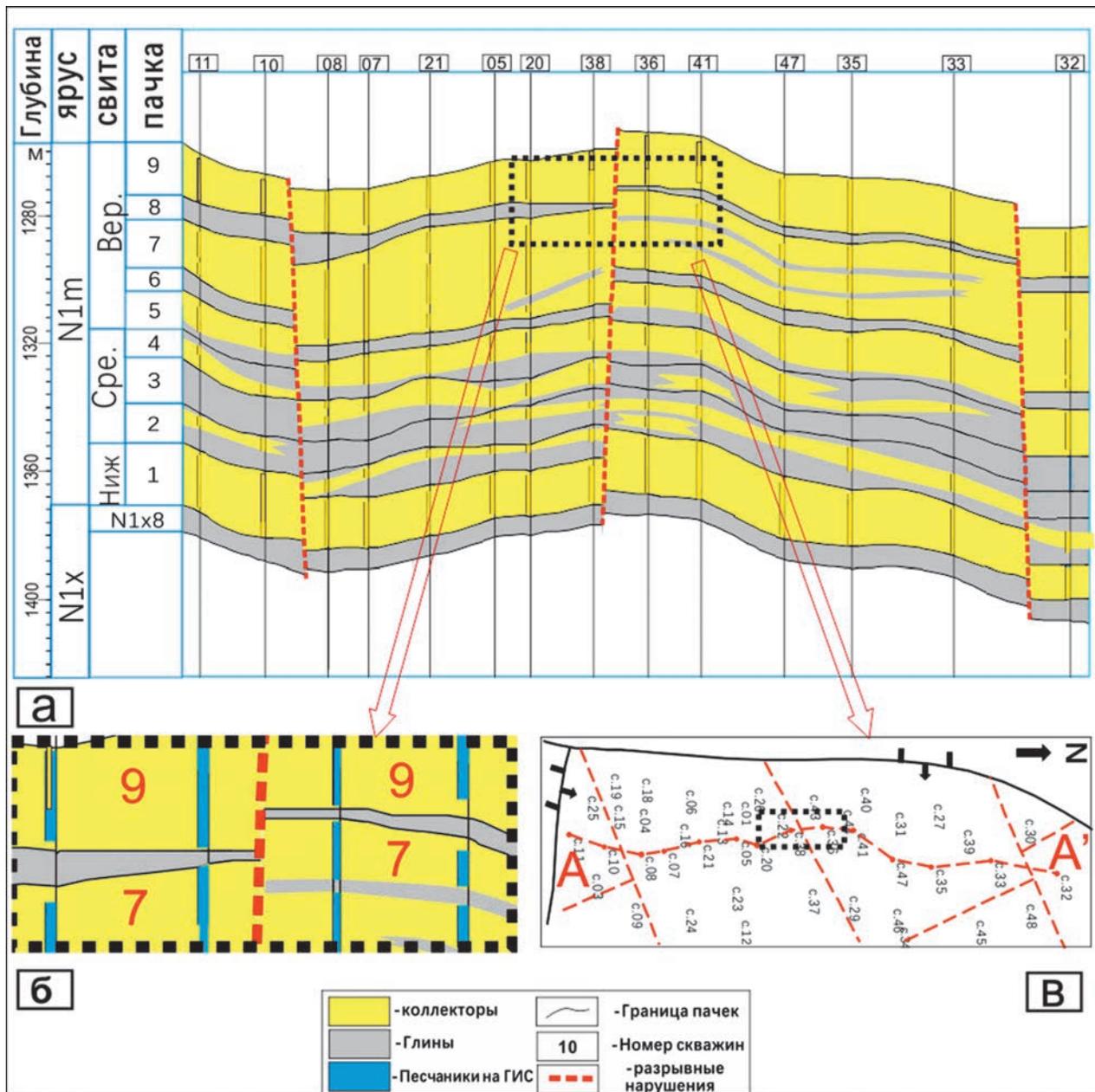
На рис. 4 представлены результаты детальной корреляции разрезов скважин. Видно, что толщина пачки 7 изменяется от 19,5 м в скв. № 10 до 28 м в скв. № 08 при расстоянии между этими скважинами, равном 125 м. Подобное изменение толщин видно в некоторых местах, например, от скв. № 36 к скв. № 38 и от скв. № 33 к скв. № 32. В целом скважины можно группировать по изменению толщин пачек. На рис. 4 выделено 4 группы скважин, что может быть объяснить только блоковой тектоникой. Формирование таких блоков может быть обусловлено конседиментационными разломами. Это свидетельствует о том, что пачки формировались в результате разноскоростного погружения.

Характерно, что если в одном блоке пачка 1 имеет меньшую толщину, а пачка 7 – боль-

шую, то в соседнем блоке наблюдается обратная картина.

По результатам трассирования разрывных нарушений, определенных на основе детальной корреляции разрезов скважин, проведено обоснование ВНК залежей в разных пачках. На рис. 5 представлено обоснование ВНК, проведенное по скважинам, расположенным в водонефтяной зоне. Отчетливо видно, что положение ВНК залежей пачек 1 (скв. 10 и 08), 4 (скв. 38 и 36) и 5 (скв. 38 и 36) горизонтальны в каждом из смежных блоков.

Подтверждением наличия тектонических нарушений является также разное насыщение продуктивных пластов в двух соседних скважинах на одном гипсометрическом уровне. Так, в скв. № 10 пачка 9 насыщена нефтью, а в расположенной рядом с ней скв. № 08 – водой. Согласно схеме корреляции, эти скважины находятся в смежных тектонических блоках. Вместе с тем, залежь в пачке 7, уста-



**Рис. 7.** Геологический разрез распределения коллекторов по линии I-I' (а); связь коллекторов пачки 9 и 7 в более крупном масштабе (б); плоскостное местоположение связанных коллекторов (в)

новленная в скв. № 11, экранируется плотным прослоем в скв. № 8. Подобное также видно в пачке 4 скв. 38.

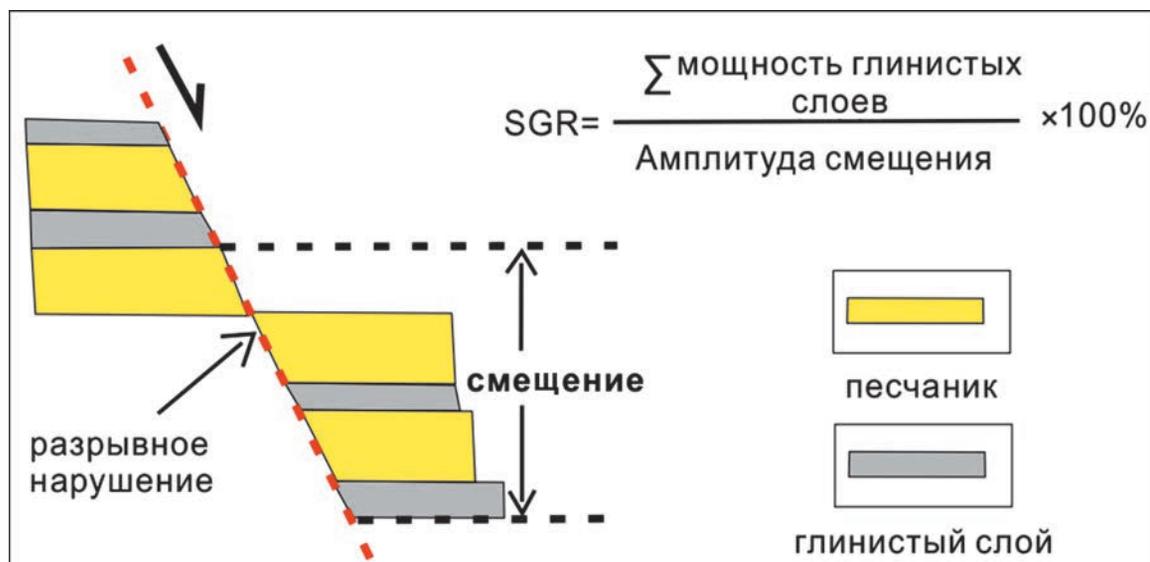
На основании выполненного анализа изучаемого участка месторождения выделено 7 тектонических блоков, ограниченных конседиментационными разломами. Каждому блоку свойственен свой тип разреза. На **рис. 6а** показана локализация типов разреза по площади месторождения. Естественно, за границы смены типов разреза приняты границы тектонических блоков.

На **рис. 6б** показаны типы разрезов каждого блока, характеризующиеся разными

толщинами выделенных пачек. Разные типы разрезов и их локализация по площади тоже свидетельствуют о различной тектонической активности рассматриваемого участка месторождения, в результате которой формировались блоки.

Не меньший интерес представляет детальное изучение влияния фильтрационно-емкостных свойств пластов на особенности изменения отметок ВНК по разные стороны разрывных нарушений.

Значения пористости пачки 7 изменяются в довольно узком диапазоне от 31 до 37,6%, что свидетельствует о высоких емкостных



**Рис. 8.**  
Расчет процентного содержания «глинки трения» методом SGR

свойствах коллекторов. Им соответствуют значения проницаемости, превышающие  $1500 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Это значит, что на изучаемом участке параметры ФЕС не должны, вроде бы, влиять на особенности распределения залежей.

Для того чтобы более полно охарактеризовать связи между разными блоками, был проведен анализ проницаемости разрывного нарушения между ними.

С качественной точки зрения заметим, что залежи пачки 9 имеют одинаковый уровень ВНК в скв. № 36 и 38, которые расположены в разных блоках (рис. 5). Это означает, что разрывное нарушение является проницаемым.

Существуют 4 количественные методики оценки проницаемости разрывных нарушений, такие как, SGR (*shale gouge ratio*), ESGR (*effective shale gouge ratio*), CSP (*clay smear potential*) и смешанный метод, который позволяет включать в расчет различные комбинации предыдущих. На основании исследований G. Yielding показано, что если значение SGR больше чем 0,18–0,3, то разрывное нарушение является непроницаемым экраном [5].

На рис. 7а представлен схематический геологический разрез отложений яруса N1m с разрывными нарушениями, которые нами установлены на основе детальной корреляции. Видно, что пачки 9 и 7 разделяются по высоте маломощной по данным ГИС глинистой пачкой 8. Ее толщина в центральном направлении становится еще более тонкой. На участке исследования толщина пачки 8

вблизи от разрывного нарушения между скв. № 36 и 38 равна 1,2 м и амплитуда смещения разрывного нарушения равна 5,6 м.

В данной работе используется метод SGR, формула и схема которого представлена на рис. 8. По формуле SGR получено, что SGR равно 0,21, которое расположено в диапазоне 0,18–0,3. По данным комплексного анализа видно, что разрывное нарушение полупроницаемо.

Надо отметить, что относительно возможной проницаемости разрывных нарушений значительный интерес представляют результаты исследований, проведенные А.А. Шпиндлером [6]. Так, им было установлено, что разломы

- не проницаемы при смещении по высоте более чем на 6 м;
- полупроницаемы при смещении от 2 до 6 м;
- полностью проницаемы при смещении менее 2 м.

Чем больше амплитуда разлома, тем сильнее сила трения между его поверхностями, тем толще слой «глинки трения», тем менее проницаем или совсем непроницаем разлом.

В более крупном масштабе на рис. 7 показано, что коллекторы пачек 9 и 7 соприкасаются друг с другом в районе между скв. № 36 и 38. Между ними расположено разрывное нарушение с амплитудой смещения по высоте, равной 5,6 м, что определено на основе детальной корреляции. Согласно приведенным выше данным, это разрывное нарушение между скв. № 36 и 38 может быть полупроницаемым.

## Выводы

1. На основе детальной корреляции разрезов скважин минхуаченского яруса миоценовых отложений установлено наличие блоковой тектоники на изучаемом участке месторождения Шенцин, на котором можно выделить 7 тектонических блоков.

2. С учетом предполагаемых разрывных нарушений проведено обоснование ВНК, ко-

торое свидетельствует о том, что ВНК в каждом блоке горизонтальны, и влияния разрывных нарушений на характер насыщения продуктивных пластов.

3. По комплексной методике проанализированы проницаемости разрывных нарушений, они свидетельствуют о том, что между блоками 2 и 3 разрывное нарушение, расположенное в пакке 7 и 9, является полупроницаемым. 

---

## Литература

1. Allen M.B., Macdonald D.I.M., Xun Z., Vincent S.J., Brouet-Menzies C. Early Cenozoic two-phase extension and late Cenozoic thermal subsidence and inversion of the Bohai Basin, northern China // *Marine and Petroleum Geology*. 1997. Vol.14, № 7/8. P. 951-972.
2. Xianzheng Zhao, Fengming Jin, Quan Wang, Guoping Bai. Buried-hill play, Jizhong subbasin, Bohai Bay basin: A review and future prospectivity // *AAPG Bulletin*. 2015. Vol. 99, № 1. P. 1-26.
3. Hou Jiagen, Liu Yuming, Xu Fang, et al. Architecture of braided fluvial sandbody and origin for petroliferous difference of the Guantao Formation in Kongdian Oilfield of Huanghua Depression // *Journal of Palaeogeography*. 2008. Vol. 10. № 5. P. 459-464.
4. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин / Под редакцией И.С. Гутмана. М.: Недра. 2013. С.112.
5. G. Yielding, B. Freeman, and D. T. Needham. Quantitative Fault Seal Prediction // *AAPG Bulletin*. 1997. Vol. 81. №. 6. P. 897-917.
6. Шпидлер А.А. Оценка проницаемости разрывных нарушений одного из месторождений томской области // *Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы*. Томск. 2013. С. 344-355.

---

UDC 553.98.061.4

I. S. Gutman, PhD, Professor of Gubkin Russian State University of Oil and Gas<sup>1</sup>, mail@ipne.ru.  
Gu Zhiqiang, graduate student of Gubkin Russian State University of Oil and Gas<sup>1</sup>, guzq1988@hotmail.com.

<sup>1</sup>65, house block 1, Leninsky prospect, Moscow, 119991, Russia.

## Structural characteristics of reservoir in the Miocene deposits of Shanxi oilfield China

**Abstract.** Based on detailed well log correlation, presented the results of the study for the geological structure in the Shanxi oilfield of China. It is shown that the Miocene sediments of formation Minghuazhen have block structure, and faults affect the conditions of occurrence for productive layers and contains in oil deposits.

**Keywords:** well log correlation; block structure; oil water contact; types of well log; Shanxi oilfield of china

---

## References

1. Allen M.B., Macdonald D.I.M., Xun Z., Vincent S.J., Brouet-Menzies C. Early Cenozoic two-phase extension and late Cenozoic thermal subsidence and inversion of the Bohai Basin, northern China. *Marine and Petroleum Geology*, 1997, vol.14, no. 7/8, pp. 951-972.
2. Xianzheng Zhao, Fengming Jin, Quan Wang, Guoping Bai. Buried-hill play, Jizhong subbasin, Bohai Bay basin: A review and future prospectivity. *AAPG Bulletin*, 2015, vol. 99, no. 1, pp. 1-26.
3. Hou Jiagen, Liu Yuming, Xu Fang, et al. Architecture of braided fluvial sandbody and origin for petroliferous difference of the Guantao Formation in Kongdian Oilfield of Huanghua Depression. *Journal of Palaeogeography*, 2008, vol. 10, no. 5, pp. 459-464.
4. *Metodicheskie rekomendatsii k korrelyatsii razrezov skvazhin* [Methodological recommendations for the correlation of well sections]. Moscow, Nedra Publ., 2013, p. 112.
5. G. Yielding, B. Freeman, and D. T. Needham. Quantitative Fault Seal Prediction. *AAPG Bulletin*, 1997, vol. 81, no. 6, pp. 897-917.
6. Shpindler A.A. *Otsenka pronitsaemosti razryvnykh narushenii odnogo iz mestorozhdenii tomskoi oblasti* [Estimation of permeability of breaking disruptions of one of the Tomsk region deposits]. *Problemy geologii i osvoeniia nedr* [Problems of geology and mineral development]. Proceedings of the XVII International Symposium named after Academician M.A. Usov. Tomsk, 2013, pp. 344-355.