

Причины формирования наклонного водонефтяного контакта юрского пласта Фестивального месторождения

Кузив К.Б.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
kbkuziv@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В процессе создания геологических моделей нефтяных залежей с целью оценки запасов углеводородного сырья возникают проблемы при обосновании гипсометрического положения поверхности водонефтяного контакта (ВНК). Анализ геолого-геофизических материалов показывает, что в природе практически не существует залежей, где поверхность ВНК можно было бы представить в виде горизонтальной поверхности. В статье рассматриваются закономерности положения ВНК залежи продуктивного пласта Ю₁ Фестивального месторождения, выявленные в процессе геологического моделирования на основе анализа нефтегазоносной системы.

Материалы и методы

Результаты геофизических исследований скважин, а также данные попластовой геофизической интерпретации месторождения. Анализ зависимости между отметками структурных поверхностей и положением водонефтяного контакта. Палеотектонический анализ. Обоснование наклонного водонефтяного контакта.

Ключевые слова

Западная Сибирь, юрские отложения, наклонный водонефтяной контакт, тектоника

Для цитирования

Кузив К.Б. Причины формирования наклонного водонефтяного контакта юрского пласта Фестивального месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 26–30. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-26-30

Поступила в редакцию: 05.05.2023

Reasons for the formation of an inclined water-oil contact of the Jurassic layer of the Festival deposit

Kuziv K.B.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
kbkuziv@tnnc.rosneft.ru

Abstract

In the process of creating geological models of oil deposits in order to assess hydrocarbon reserves, problems arise in substantiating the hypsometric position of the OWC surface (oil-water contact). The analysis of geological and geophysical materials shows that in nature there are practically no deposits where the surface of the OWC could be represented as a horizontal surface. The article discusses the regularities of the position of the water-oil contact of the reservoir of the productive formation U₁ of the Festivalnoye field, identified in the process of geological modeling based on the analysis of the oil and gas bearing system.

Materials and methods

The results of geophysical studies of wells, as well as data on the reservoir geophysical interpretation of the deposit. Analysis of the relationship between the marks of structural surfaces and the position of the oil – water contact. Paleotectonic analysis. Justification of inclined oil-water contact.

Keywords

Western Siberia, Jurassic deposits, inclined oil-water contact, tectonics

For citation

Kuziv K.B. Reasons for the formation of an inclined water-oil contact of the Jurassic layer of the Festival deposit. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 26–30. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-26-30

Received: 05.05.2023

Введение

Негоризонтальный водонефтяной контакт выявлен на многих месторождениях Западной Сибири, таких как Самотлорское, Красноленинское, Пермьяковское и др. В разные годы изучением данного вопроса занимались Ф.З. Хафизов, И.И. Нестеров, А.Р. Курчиков, Ю.Я. Большаков, М.А. Грищенко и др. Их работы послужили основой для написания данной статьи и стали отправной точкой в изучении наклонного водонефтяного контакта на Фестивальном месторождении [1–3].

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Фестивальное нефтегазовое месторождение находится на территории Пуровского и Красноселькупского районов Ямало-Ненецкого автономного округа. Фестивальное месторождение примыкает к юго-западной части Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения.

Геологический разрез месторождения сложен мощной толщей осадочных терригенных пород, подстилаемых эффузивами пермотриассового возраста. Объектом детального изучения являются осадочные мезозойско-кайнозойские отложения, поскольку с ними связана промышленная нефтегазоносность.

Согласно тектонической схеме мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской мегасинеклизы [4] площадь работ приурочена к Южно-Харампурскому (1369) и Северо-Харампурскому (1367) локальным поднятиям III порядка, расположенным в пределах антиклинальной структуры II порядка — Харампурского малого вала (195).

В пределах Фестивального месторождения выделяется два блока: Восточно-Иохтурский блок (1767) и Малоиохтурский блок (4189). Наиболее высокое гипсометрическое положение занимает Восточно-Иохтурский блок (1767) и осложняющие его более мелкие структуры IV порядка. Южная и частично восточная границы названного блока контролируются флексурно-разломными зонами северо-западного и субмеридионального простираний. На северо-востоке, на том же гипсометрическом уровне выделяется приподнятый участок, который соответствует Харампурскому блоку (1369).

Проявление дизъюнктивной тектоники и ее направленность в пределах исследуемого участка объясняется приуроченностью площади работ к осевой части Колтогорско-Уренгойского грабенифита. В результате процессов растяжения происходило развитие целой сети трансформных разломов и формирование широкой зоны разуплотнения северо-западной ориентировки.

Кроме крупной системы разрывных нарушений северо-западной ориентации, в пределах площади работ выделяются разрывы субмеридионального простирания.

Основным объектом разведки и разработки в пределах рассматриваемой территории является верхнеюрский горизонт Ю₁, в котором выявлены залежи нефти. Песчаные пласты горизонта Ю₁ характеризуются хорошими коллекторскими свойствами, высокодебитными фонтанирующими притоками нефти, достигающими сотен кубических метров в сутки.

В составе продуктивного горизонта Ю₁ однозначно выделяются два пласта: Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴, соответствующие двум седиментационным циклам и отличающиеся по степени

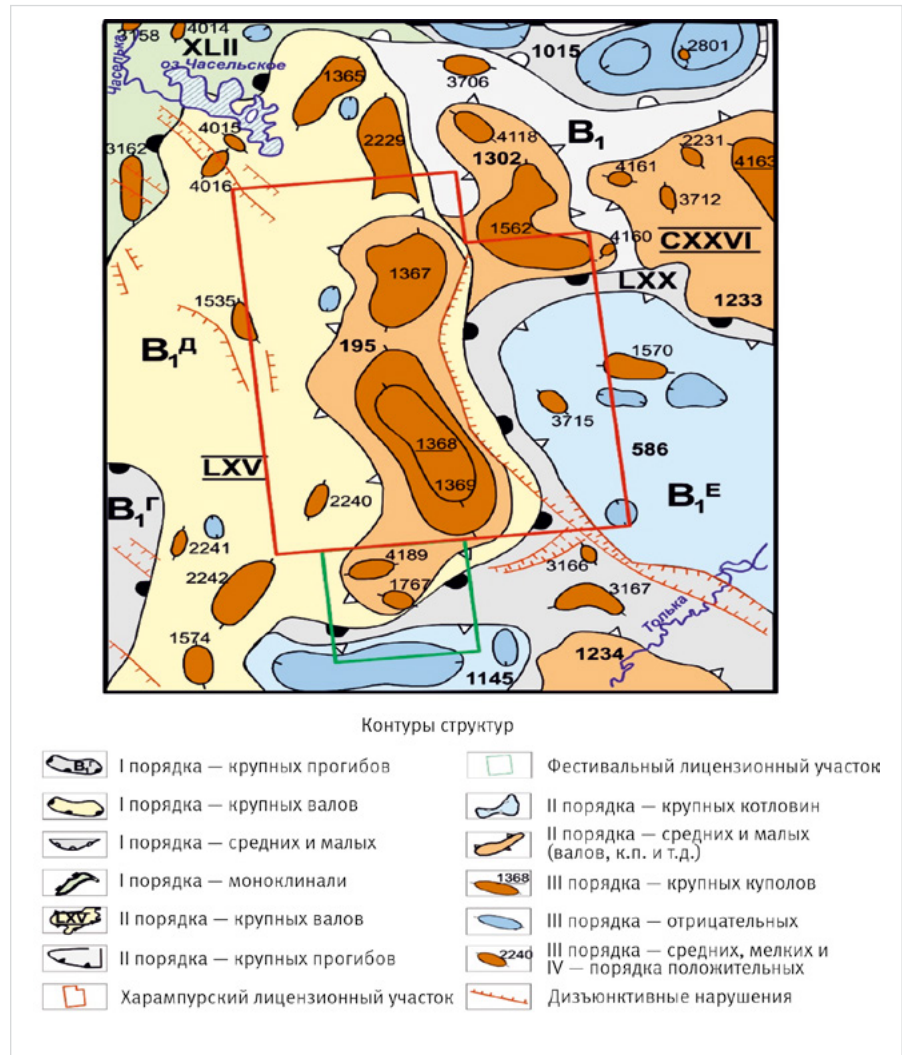


Рис. 1. Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (Бочкарев В.С., Боярских Г.К., 1990 г.)

Fig. 1. A copy from the tectonic map of the Mesozoic-Cenozoic platform cover of the West Siberian geosyncline (Bochkarev V.S., Boyarskikh G.K., 1990)

песчаности, а также выдержанности коллекторов. Пласты разделены выдержанной по мощности (3,5–5,0 м) и составу трансгрессивной пачкой аргиллитов (рис. 2).

В свою очередь верхний пласт Ю₁¹⁻², характеризующийся высокой фациальной изменчивостью, делится на два зональных интервала. Верхний интервал — пласт Ю₁¹ — имеет сложное строение, которое выражено в изменении общей (от 1,0 до 13,2 м) и эффективной (от 0,4 до 9,6 м) мощности, замещением песчаных пород глинистыми, выклиниванием отдельных прослоев, сокращением мощности на сводовых участках, закономерным увеличением мощности на склонах и в погружениях. Пласт Ю₁² характеризуется двухчленным строением. При этом нижняя часть его заглинизирована, а верхняя представлена двумя песчаными прослоями суммарной эффективной мощностью от 0,4 до 9,8 м. Пласты Ю₁¹ и Ю₁² формировались в условиях прибрежной части мелководного моря и представлены баровыми телами, разделенными промоинами разрывных течений северо-северо-восточного направления. Пласты Ю₁¹ и Ю₁² разделяются глинистой перемычкой, которая характеризуется непостоянным литологическим составом (аргиллиты песчаные с прослоями глинистых песчаников и алевролитов) и мощностью (от 1,4 до 6 м).

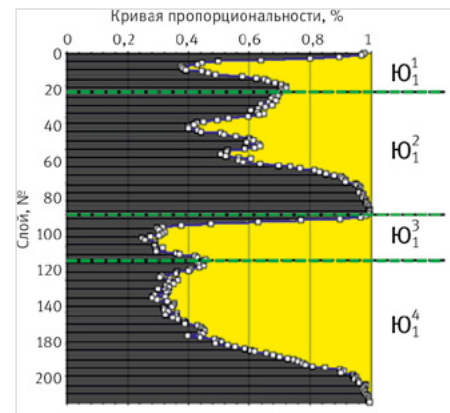


Рис. 2. Геолого-статистический разрез пласта Ю₁
Fig. 2. Geological-statistical section of the U₁ formation

Пласт Ю₁³⁻⁴ более однородный и представлен фациями мелкого моря: баровых островов, регрессивных и трансгрессивных баров, переходящих в фации подводной дельтовой равнины и мелководного шельфа.

Согласно данным ГИС и результатам испытаний, проведенных в скважинах на начальном

этапе разработки залежи, в пределах продуктивного пласта Ю₁ наблюдается изменение отметок ВНК от -2 905 м на северо-западе до -2 985 м на юго-востоке. Перепад в целом по залежи достигает 80 м и обусловлен влиянием тектоники. По данным ГИС и кривых капиллярного давления пласт характеризуется невысокими значениями коэффициента начальной нефтенасыщенности (50–55 %), представляя собой переходную зону. Такой характер насыщения указывает на незрелое состояние залежи пласта Ю₁ и на незавершенность процессов гравитационной дифференциации флюидов. Совместный приток в скважинах нефти и воды подтверждает принадлежность залежи к переходной зоне.

В неразрушенных частях залежи существует большая неоднозначность в определении уровня ВНК. В связи с этим существует необходимость изучения факторов, влияющих на достоверность и прогностическую способность существующих геологических моделей.

Текущее представление о ВНК

Пласт Ю₁ имеет блоковое строение, которое обусловлено наличием системы разломов, и разделен на четыре региона с разными уровнями ВНК, выделенных по тектоническому признаку, анализу испытаний и истории работы скважин (рис. 3). По вертикали пласты Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴ исторически рассматриваются как единая гидродинамическая система.

В пласте Ю₁¹⁻² водонефтяной контакт вскрыт только в северной части месторождения (блок 1), в остальных блоках принят по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка.

Пласт Ю₁³⁻⁴ севернее основной линии разломов имеет обширную чисто нефтяную зону, водонефтяной контакт вскрыт только в крайних скважинах (блоки 1 и 2), поэтому более детальное изучение его положения невозможно. Южная часть находится в водонефтяной зоне, в которой отмечается зависимость отметки ВНК от значения кровли

пласта Ю₁ с коэффициентом корреляции более 0,94 (блоки 3 и 4), что позволяет сделать предположение о наклоне ВНК вследствие неотектонических движений (рис. 4).

Причины появления наклонного ВНК

Основной причиной появления наклонного ВНК на Фестивальном месторождении автор считает неотектонический фактор (рис. 5). В связи с этим был проведен палеотектонический анализ истории развития месторождения, который полностью отражает принцип блокового строения месторождения.

В период формирования осадков с момента окончания накопления юрских отложений васюганской свиты и до начала формирования отложений верхнего мела (березовская свита, НБ) изучаемый участок претерпел ряд тектонических изменений.

В постсеноманское время после накопления отложений сеномана (ПК₁, отражающий горизонт Б) блоки Фестивального

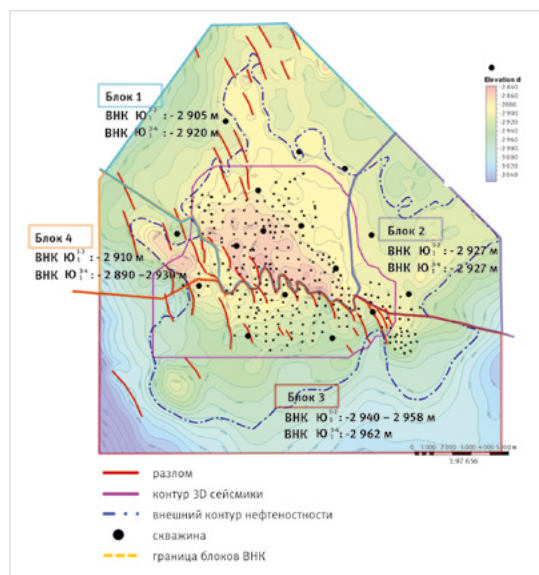


Рис. 3. Структурная карта по кровле пласта Ю₁
Fig. 3. Structural map of the roof of the formation U₁

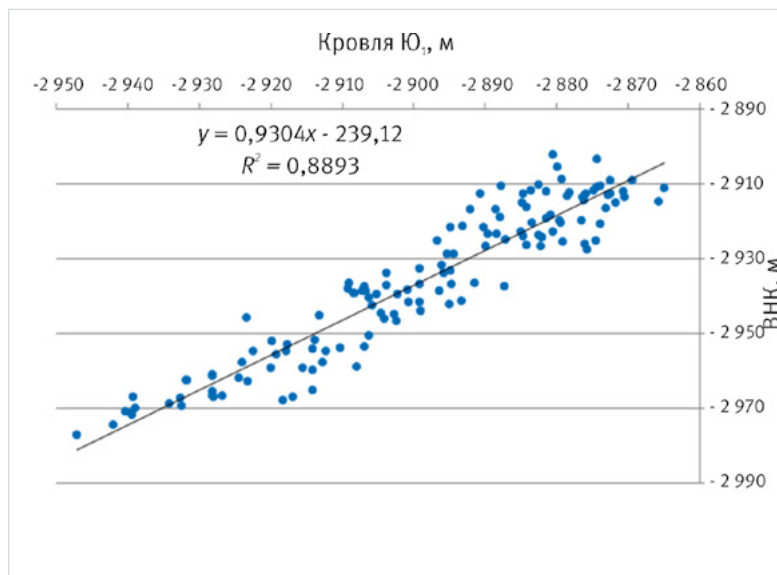


Рис. 4. График зависимости ВНК от кровли пласта Ю₁
Fig. 4. The graph of the dependence of the OWC on the roof of the formation U₁

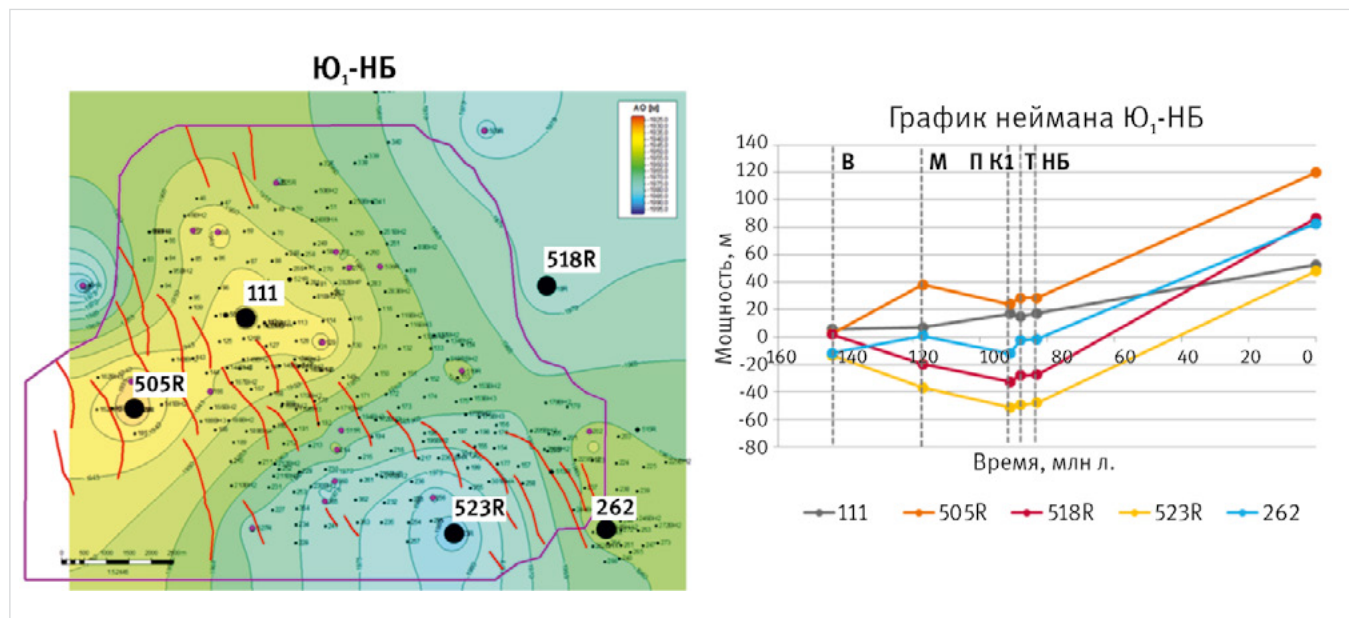


Рис. 5. Палеотектонический анализ (карта мощностей между кровлей пласта Ю₁ и кровлей нижнеберезовской свиты)
Fig. 5. Paleotectonic analysis (map of capacities between the roof of the U₁ formation and the roof of the Nizhneberbez formation)

месторождения испытывают неравномерное изменение скоростей поднятия. Автор связывает резкое изменение скоростей накопления с образованием центральной грабенообразной системы разломов. Так, блок с самым высоким уровнем ВНК в районе скважины 111 (блок 1) погружается медленнее, а наибольшее погружение испытывает часть залежи в районе скважины 523R (блок 3), где установлена самая низкая отметка ВНК среди выделенных блоков (рис. 6).

Кроме основных блоков выделяется грабен в районе скважины 505R, который в течение геологической истории испытывал поднятие. В районе грабена ВНК отмечается на а.о. -2 910 м.

Таким образом, активная тектоника послужила первым фактором для появления на месторождении наклонного водонефтяного контакта и оказывала значительное влияние на формирование ловушки в текущем ее представлении.

После того как залежь подвергается тектонической перестройке, межфлюидный контакт, как правило, выравнивается до горизонтального состояния. На изучаемом участке данной тенденции не наблюдается. Для объяснения этого явления есть как минимум два фактора, один из которых — это относительно короткое послетуронское время, прошедшее

с момента завершения тектонической активности, второй — наличие выдержанного флюидоупора, препятствующего вертикальной миграции углеводородов. На изучаемом участке рассматривается совокупность этих факторов.

В качестве флюидоупора выступает мощная глинистая перемычка между пластами Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴, мощность которой может достигать 20 м. Доказательством ее способности удерживать флюид является пример разницы ВНК в блоке 3, где ВНК в пласте Ю₁³⁻⁴ установлен на абсолютной отметке -2 962 м, а ВНК в пласте Ю₁¹⁻² не вскрыт, последний пропласток нефти отмечается на глубине -2 967 м, что на 5 м ниже, при этом, согласно работе краевых скважин, ВНК в пласте Ю₁¹⁻² прогнозируется гораздо ниже.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что в настоящий момент пласты Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴ являются гидродинамически разобщенными, а толща глин является надежным флюидоупором, препятствующим прорыву воды из нижнего пласта в верхний, что является значимой причиной, препятствующей выравниванию ВНК.

Кроме литологических барьеров в виде глинистых перемычек на вертикальную миграцию углеводородов оказывает влияние различие фильтрационно-емкостных

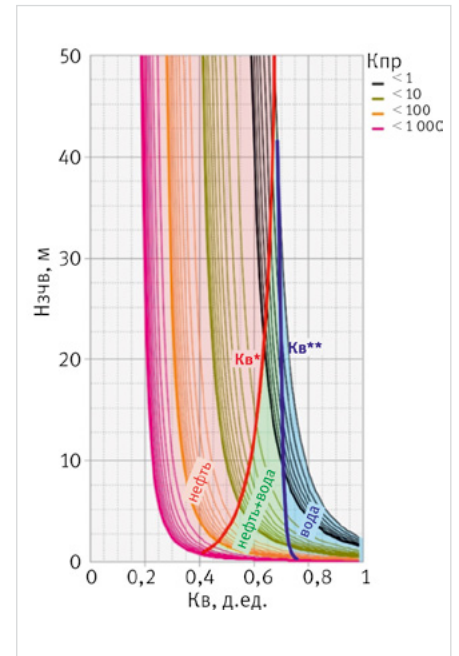


Рис. 7. Модель переходной зоны
Fig. 7. Model of the transition zone

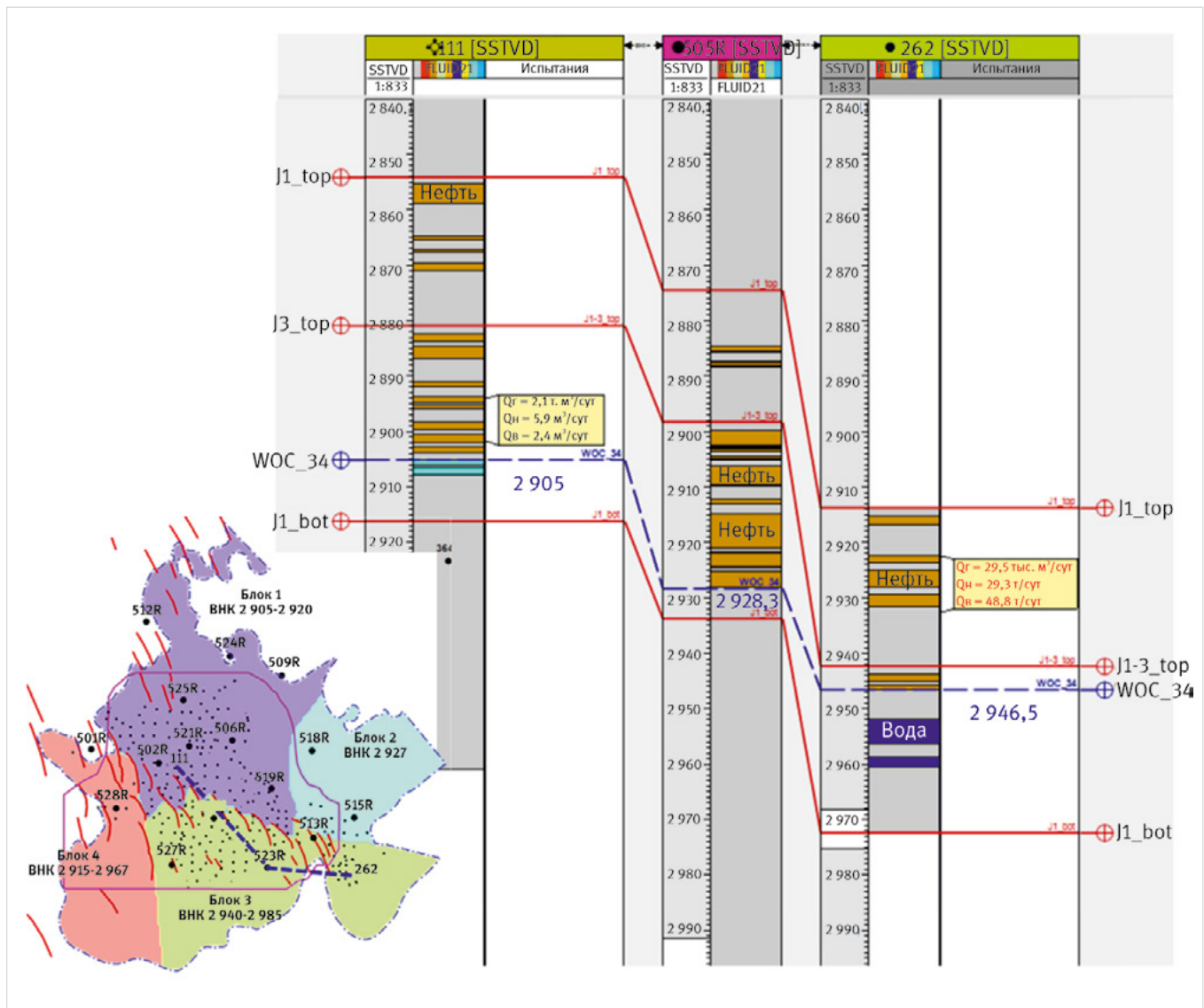


Рис. 6. Схема обоснования ВНК
Fig. 6. OWC justification schem

свойств рассматриваемых пластов. Проницаемость пласта $Ю_1^{1-2}$ варьирует от 1 до 69 мД, а $Ю_1^{3-4}$ от 1 до 124,5 мД. Высокая изменчивость параметра проницаемости свидетельствует о протяженной переходной зоне. Так, по графику модели переходной зоны, величина переходной зоны пласта $Ю_1^{1-2}$ варьирует от 2 до 20 м, а пласта $Ю_1^{3-4}$ — от 2 до 25 м (рис. 7).

Комплекс описанных выше факторов обусловил появление и сохранение наклонного ВНК на месторождении. Изучение положения контакта позволяет не только лучше понять геологию месторождения, но и сформировать дальнейшую стратегию его разработки. Так, основные перспективы Фестивального месторождения связаны с пластом $Ю_1^{1-2}$ и блоками 2, 3 и 4, где водонефтяной контакт не вскрыт. В этих зонах планируется бурение кустов.

Итоги

В результате геолого-геофизического анализа сделано заключение, что основным геологическим фактором, влияющим на уровень ВНК в пределах Фестивального месторождения, являются тектонические процессы, происшедшие после формирования ловушки. В постсеноманское время залежь подверглась тектоническому перестроению, что привело к значительному наклону водонефтяного контакта. Флюидоупор в виде глинистой перемычки между циклитами $Ю_1^{1-2}$ и $Ю_1^{3-4}$, а также неоднородность ФЕС послужили дополнительными факторами, препятствующими выравниванию поверхности ВНК, и разделили залежь на 2 гидродинамические системы.

Установленные закономерности позволили объяснить причины появления наклонного ВНК пласта $Ю_1$ в пределах Фестивального месторождения, а также определить риски и перспективы для дальнейшей разработки пласта на месторождениях-аналогах.

Выводы

Наклонный ВНК является важным маркером, характеризующим сложное строение месторождения, на появление которого влияют макро- и микропараметры. Первые являются причиной появления негоризонтального контакта, вторые по большей части — фактором удержания его в негоризонтальном состоянии и разделения одной гидродинамической системы на разные.

Изучение наклонного ВНК — важный аспект для понимания геологической истории участка и планирования разработки месторождения, который требует тщательного анализа каждого параметра.

В ходе анализа причины наклона ВНК на Фестивальном месторождении выявлен основной геологический фактор: палеотектонические перестройки в постсеноманское время, оказавшие наибольшее влияние на значительные перепады современных уровней ВНК залежи $Ю_1$.

В результате проведения палеоструктурного анализа обоснованы причины изменений уровней современных контактов ВНК пласта $Ю_1$, а также установлено примерное время наклона горизонтального положения палео-ВНК

залежи пласта $Ю_1$ — конец сеноманского века. На основании проведенного анализа автор пришел к выводу о том, что в настоящее время пласты $Ю_1^{1-2}$ и $Ю_1^{3-4}$ являются гидродинамически разобщенными — и для каждой из залежей потребуется индивидуальный комплекс решений по нахождению оптимальной системы разработки.

Литература

1. Зинченко К.К., Попружук А.П. Влияние структур горизонтального сдвига на геологическое строение верхнеюрских отложений Харампурского и Фестивального месторождений // Нефтяная провинция. 2021. № 4–1. С. 22–34.
2. Грищенко М.А., Светлов К.В. Трансформация геологической модели Пермьяковского месторождения в процессе освоения запасов // Вестник недропользователя ХМАО. 2007. № 17.
3. Светлов К.В., Смагина Т.Н., Алимчанова Л.Х. Влияние неотектонических подвижек на положение водонефтяного контакта нефтяных залежей Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2014. № 11. С. 17–19.
4. Бочкарёв В.С., Боярских Г.К. Тектоническая схема мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской мегасинеклизы. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1990.

ENGLISH

Results

As a result of the geological and geophysical analysis, it was concluded that the main geological factor affecting the level of OWC within the Festival deposit is the tectonic processes that occurred after the formation of the trap. In the post-Cenomanian period, the deposit underwent tectonic rearrangement, which led to a significant slope of the oil-water contact. The fluid resistance in the form of a clay bridge between the cycles U_1^{1-2} and U_1^{3-4} and the heterogeneity of the weight served as an additional factor preventing the alignment of the surface of the OWC. The established patterns made it possible to explain the reasons for the appearance of an inclined U_1 formation within the Festival field, as well as to determine the risks and prospects for further development of the field.

Conclusions

- The inclined OWC is an important marker characterizing the complex structure of the deposit, the appearance of which is influenced by macro- and microparameters. The former is the cause of the appearance, the latter, for the most part, a factor of retention in a non-horizontal state.

References

1. Zinchenko K.K., Popruzhuik A.P. Effect of horizontal fault structures on geology of upper jurassic sediments in Kharampurskoye and Festivalnoye fields. Neftyanaya Provintsiya, 2021, issue 4–1, P. 22–34. (In Russ).
2. Grishchenko M.A., Svetlov K.V.

- Transformation of Permyakovskoe field's geologic model during reserves' development. Bulletin of the subsoil user of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug, 2007, issue 17. (In Russ).
3. Svetlov K.V., Smagina T.N., Alimchanova L.Kh. Impact of neotectonic movements

- on position of fluid contact of the Western Siberia oil deposits. Oil industry, 2014, issue 11, P. 17–19. (In Russ).
4. Bochkariev V.S., Boyarskikh G.K., Tectonic scheme of the Mesozoic-Cenozoic cover of the West Siberian megasyncline. Tyumen: ZapSibNIGNI, 1990. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кузив Ксения Богдановна, ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: kbkuziv@tnnc.rosneft.ru

Kuziv Kseniya Bogdanovna, leading specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding autor: kbkuziv@tnnc.rosneft.ru