

Евгений Попов - генеральный директор (ООО «Недра-Консалт»)  
Юрий Стовбун - заместитель главного геолога (ООО «Недра-Консалт»)  
Корж В.Ю. - начальник Отдела лицензирования и ГРП (ООО «Недра-Консалт»)  
Лобанов Л.Э. - инженер-геолог Сектора анализа и проектирования ГРП (ООО «Недра-Консалт»)

Evgeny Popov - CEO (Nedra-Consult LLC)  
Yuri Stovbun - Deputy Chief Geologist (Nedra-Consult LLC)  
Vitaly Korzh - Head of the Licensing and Exploration Department (Nedra-Consult LLC)  
Leonid Lobanov - Geological engineer of the Geological Exploration Analysis and Design Sector (Nedra-Consult LLC)

## Геологические условия формирования наклонных контактов нефтяных оторочек на месторождениях Уренгойского района

### The Geological Systems of the Oil Rim Fields in the Urengoy Region

Нефтяные оторочки нефтегазовых залежей на месторождениях Уренгойского района содержат значительные запасы нефти, и вопросы их освоения в настоящее время приобрели особую актуальность. Одним из основных факторов, определяющих успешное развитие работ на столь сложных геологических объектах, является правильное понимание их внутреннего строения, закономерностей распределения в ловушке нефтяной и газовой составляющих углеводородной системы. Достичь такого понимания можно лишь проследив историю формирования и последующих трансформаций нефтегазовых залежей.

#### Негоризонтальное положением контактов газ-нефть и нефть-вода

На многих месторождениях Уренгойского района сложное геологическое строение залежей пластов неокомского возраста обусловлено, прежде

The Oil rims at the fields in the Urengoy region contain significant oil reserves, and the issues of their development have now acquired particular relevance. One of the main factors determining the successful development in such a complex geological region is to have the correct understanding of the internal structure and distribution pattern of the traps in the hydrocarbon system. This understanding can be achieved only by tracing the history of the formation and the subsequent transformations of the oil and gas deposits.

#### Non-Horizontal Position of Gas-Oil and Oil-Water Contacts

In many fields of the Urengoy region, the complex geological structure of the Neocomian strata is primarily due to the non-horizontal position of the gas-oil and oil-water contacts. So, at the En-Yakhinskoye field the BU<sub>8-9</sub>, BU<sub>10</sub><sup>2</sup>, BU<sub>11</sub><sup>1</sup> and BU<sub>12</sub><sup>1</sup> formations and at the Pestsovoye field, in the BU<sub>9</sub><sup>2-4</sup> formation, according to

всего, негоризонтальным положением контактов газ-нефть и нефть-вода. Так, на Ен-Яхинском месторождении в залежах пластов БУ<sub>8-9</sub>, БУ<sub>10</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>11</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>12</sub><sup>1</sup>, на Песцовом месторождении, в залежи пласта БУ<sub>9</sub><sup>2-4</sup>, по данным испытания и каротажа скважин контакты флюидов наклонены в одном направлении, а именно – с запада на восток. При этом разница в гипсометрическом положении ГНК и ВНК весьма значительна и достигает 20 м и более. Столь существенные отклонения распределения в современных структурных ловушках воды, нефти и газа от известных принципов антиклинально-гравитационной концепции формирования залежей УВ требует убедительного объяснения. Вопросом негоризонтального положения контактов флюидов на месторождениях Севера Западной Сибири и Уренгойского района в частности занимались многие исследователи (И.И. Нестеров [3], В.С. Бочкарев, В.Н. Бородин, А.Р. Курчиков [2], Ю.Я. Большаков [1], В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов [4] и др.).

Большинством авторов рассматривались следующие основные факторы, влияющие на распределение жидких и газообразных УВ в ловушках: тектонический, литологический, движение артезианских вод, запечатывание залежей на границах нефти с водой и газом асфальтенами и смолами, капиллярные силы и т.д. Рассмотрим, какие из названных факторов являются определяющими и оценим степень их влияния на формирование нефтяных оторочек в их современном виде на примере нефтегазовых залежей Ен-Яхинского и Песцового месторождений. На Ен-Яхинском месторождении рассмотрим залежь пласта БУ<sub>12</sub><sup>1</sup>, имеющую наибольший наклон контактов флюидов, составляющий порядка 25 м.

### Палеотектоника

Оценивая степень влияния тектонического фактора, отметим, что, по мнению большинства исследователей, современные залежи УВ начали формироваться уже в нижнемеловое время и в более ранние периоды претерпевали различные трансформации, вслед за меняющимися тектоническими условиями района. Для изучения истории образования и переформирования залежей в пласте БУ<sub>12</sub><sup>1</sup> Ен-Яхинского месторождения нами построены палео профили в направлении наклона контактов – с запада на восток по линии скважин 610П, 463П, 483П, 467П и 603П (Рис. 1).

Как видно на профиле б, на время формирования структуры по пласту БУ<sub>12</sub><sup>1</sup> - конец готерива, Ен-Яхинская ловушка имеет трехкупольное строение, причем центральный и восточный купола практически одинаковы по высоте и,

the test and well logging data, the fluid contacts are inclined in one direction, namely from the west to East. At the same time, the difference in the hypsometric position of the Gas Oil Contact (GOC) and the Oil Water Contact (OWC) is very significant and reaches 20 m and more. Such significant deviations in the distribution of water, oil and gas in the modern structural traps from the known principles of the anticlinal-gravitational concept hydrocarbon deposits formation requires a convincing explanation. Multiple researchers (II Nesterov [3], VS Bochkarev, VN Borodkin, AR Kurchikov [2], Yu. Y. Bol'shakov [1], VA Skorobogatov, LV Stroganov [4] and others).

Most of the authors considered the following main factors that affect the distribution of liquid and gaseous hydrocarbons in traps: tectonic, lithological, movement of artesian waters, sealing of deposits at the boundaries of oil with water and gas with asphaltenes and resins, capillary forces, etc. Let us consider which of the named factors are decisive and assess their influence on the formation of oil rims using the example of an oil and gas deposit at the En-Yakhinsky and Pestsovoye fields. At the En-Yakhinskoye field, we will consider the reservoir formation BU<sub>12</sub><sup>1</sup>, which has the greatest slope of fluid contacts, which is about 25 m.

### Paleotectonics

Assessing tectonic factor influence, we note that in the opinion of most researchers, modern hydrocarbon deposits began to form already in the Lower Cretaceous and, in earlier periods, underwent various transformations following the shifting tectonic conditions of the region. To study the history of formation and re-formation of deposits in the BU<sub>12</sub><sup>1</sup> formation of the En-Yakhinskoye field, we constructed paleoprofiles in the direction of the contact slope - from west to east along the line of wells 610P, 463P, 483P, 467P and 603P (Fig. 1).

As can be seen in profile b, at the time of the BU<sub>12</sub><sup>1</sup> structure formation - the end of the Hauterivian, the En-Yakhinskaya trap had a three-domed structure, and the central and eastern domes are practically the same in height and, presumably, control deposits with gas caps underlain by the oil section.

In the Upper Cretaceous, the structural plan changes significantly (profile c). The western dome increases in size and amplitude. The eastern part of the trap is submerged, and the amplitude of the eastern dome is significantly reduced. Obviously, during this period, there is a tilt of the interphase sections and a redistribution of hydrocarbons in the trap, part of the gas from the eastern submerging dome moves to the central dome, displacing oil into the peripheral parts of the structure. In the Late Cretaceous and Paleogene-Quaternary (profiles

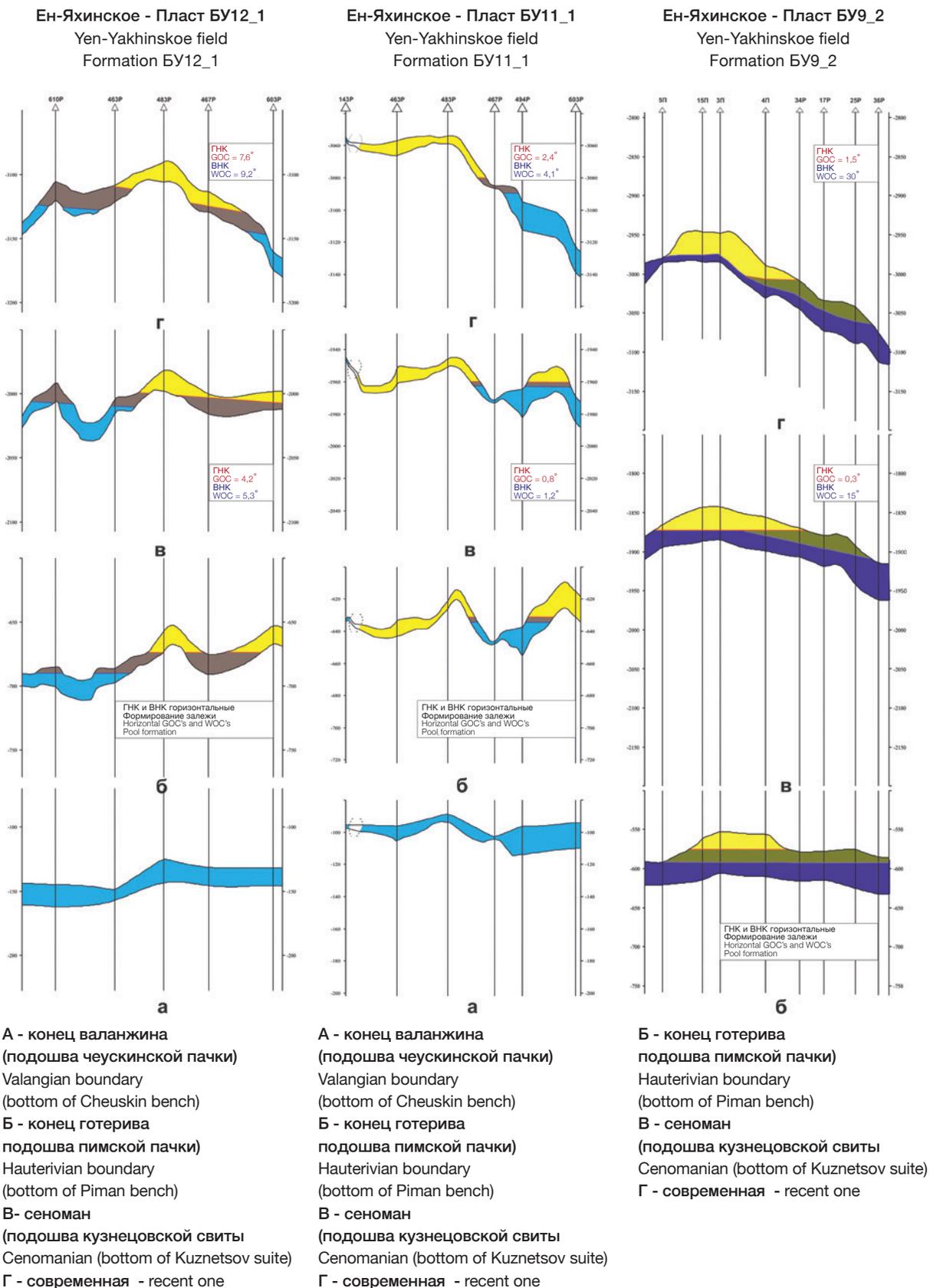


Рис. 1: Палеотектонические профили в направлении наклона контактов – с запада на восток по линии скважин 610П, 463П, 483П, 467П и 603П

Fig. 1: Paleotectonic cross-sections along the sloped line of contacts – west-to-east along the line of wells 610П, 463П, 483П, 467П and 603П

# МОБИЛЬНАЯ ТЕРМОДЕСОРБЦИОННАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ПОЛНОЙ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ ОТХОДОВ ШЛАМОВЫХ АМБАРОВ



## PMI MobileTDU-1 Compact

Супер-компактная автономная установка на дизельной горелке. Оптимальное оборудование для операторов месторождений, сервисных компаний, буровых компаний при бурении разведочных скважин. Подходит для переработки грунтов, где произошли разливы топлива или нефти. Лучшее решение для организации безамбарного бурения отдалённого бурового станка.

### ИСХОДНЫЙ МАТЕРИАЛ

**Буровой шлам (грунт)  
с содержанием по весу:**

Углеводороды	5-15%
Вода	5-15%
Твёрдая фаза	70-90%

### РЕЗУЛЬТАТ РАБОТЫ

- 1 Техническая вода
- 2 Восстановленное топливо
- 3 Восстановленная нефть
- 4 Исходный материал
- 5 Очищенный грунт



**MobileTDU**  
Mobile Thermal Desorption Unit

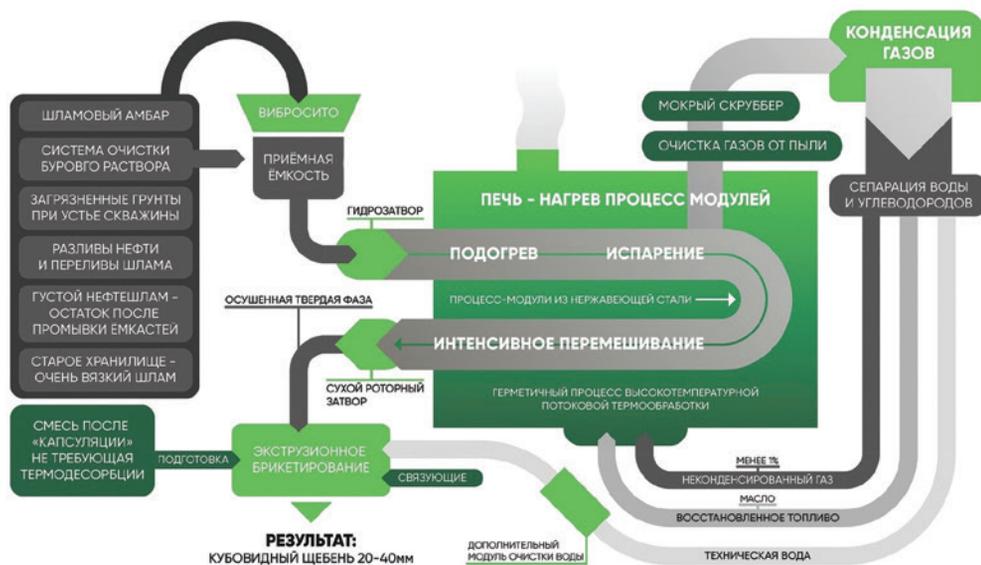
+7 495 649 63 02

tdu@pmi-systems.ru



[WWW.PMI-S.COM](http://WWW.PMI-S.COM)

Будем рады ответить  
на Ваши вопросы!



Исходный материал непрерывно перемешивается, подбрасывается и при соударении загрязнённых частичек со стенками камеры происходит интенсивное испарение воды и десорбция углеводородов.

Термодесорбция происходит в изолированной от кислорода закрытой среде без избыточного давления, без сгорания, без налипания вещества на стенки, без образования на внутренней поверхности камеры «керамической корки», снижающей передачу тепла. Твёрдая фаза выгружается полностью очищенной, без образования шлама.

Отделяемые газы через специальную линию трехступенчатой очистки направляются в блок конденсации газов, где происходит их переход из газообразного в жидкое состояние. После гравитационного сепаратора полученная жидкость разделяется на составляющие: техническую воду и углеводородную жидкость (точный состав и октановое число полностью зависят от исходного материала).

Стартовое питание горелки обеспечивается дизельным топливом, дальнейшее питание возможно отделяемыми неконденсированными газами (экономия до 30% жидкого топлива) и восстановленными углеводородными продуктами (экономия топлива = 100% - полностью автономная работа).

MobileTDU-5 Induction



MobileTDU-0,5 Induction



MobileTDU-3 Universal



MobileTDU-3



- Многоярусная конструкция процесс модуля с 4-6 камерами десорбера
- Масло (восстановленные углеводороды) может возвращаться в буровой процесс
- Горелка может работать на восстановленных нефтепродуктах
- Система загрузки для сухих сыпучих, жидких и вязких шламов
- Эффективное распределение тепла от одной горелки
- Отсутствие налипания шлама на стенки камер-десорберов

- Запатентованный лопаточно-скребковый шнековый транспортер
- Газовая линия двойной очистки с мокрым скруббером оригинальной конструкции
- Удобная система управления АСУТП, полный удалённый контроль всех параметров
- Система выгрузки с ворошителем, препятствующим спеканию твёрдой фазы
- Увлажнение очищенной твёрдой фазы для предотвращения пыления
- Система брикетирования позволяет получать дорожный материал - щебень

предположительно, контролируют залежи, имеющие газовые шапки, подстилаемые нефтяной частью.

В верхнемеловое время структурный план существенно меняется (профиль в). Западный купол растет в размерах и амплитуде. Восточная часть ловушки претерпевает погружение, амплитуда восточного купола значительно уменьшается. Очевидно, что в этот период происходит наклон межфазовых разделов и перераспределение углеводородов в ловушке, а именно – часть газа из восточного погружающегося купола перемещается в центральный купол, вытесняя из него нефть на периферийные участки структуры. В позднемеловое и палеоген-четвертичное время (профили в и г) тенденции трансформации ловушки, в основном, сохраняются, восточное крыло складки продолжает опускаться с большой интенсивностью, восточный купол в этот период выполаживается и полностью расформируется, на его месте в современном структурном плане образуется моноклиальный склон. Находившиеся в восточном куполе газ и нефть, очевидно, мигрировали в сторону центрального и западного куполов.

Большинство исследователей сходятся во мнении, что современный структурный план был сформирован в новейшее плиоцен-четвертичное время. Это означает, что формирование залежей УВ в результате миграции происходило в еще более раннее время и, возможно, продолжается до сих пор [4,5].

В свете сказанного представляют интерес скважины 603P и 600P, расположенные в восточной части месторождения. В течение тектонического развития территории они находились в разных структурных условиях. Так в палеоплане, на конец готеривского времени скважина 603P находилась внутри контура газоносности в своде восточного купола, осложняющего Ен-Яхинскую структуру. Расположенная в 3,0 км южнее скважина 600P, в отличие от скважины 603P, в этот период времени была расположена существенно гипсометрически ниже, за пределами восточного купола в водоносной части пласта. Предполагается, что в процессе переформирования залежи углеводороды из восточного купола, при его расформировании, мигрировали в продолжавший расти центральный купол.

Для подтверждения этого положения, имеющего принципиальное значение для объяснения современного строения залежи, нами было проведено сравнение показателей остаточной нефтегазонасыщенности пласта БУ121 по

c and d), the trap transformation tendencies are generally preserved, the eastern wing of the fold continues to descend with great intensity, the eastern dome flattens out and completely disbands during this period, and a monoclinial slope. The oil and gas in the eastern dome apparently migrated towards the central and western domes.

Most researchers agree that the modern structural plan was formed in the recent Pliocene-Quaternary. This means that the hydrocarbon deposits formed because of the migration that occurred at an even earlier time and, possibly, continues to this day [4, 5].

Considering the above, wells 603P and 600P located in the eastern part of the field are of interest. During the tectonic development of the territory, they were in different structural conditions. Thus, in the paleoplane, at the end of the Hauterivian time, well 603P was located within the gas-bearing contour in the vault of the eastern dome, which complicates the En-Yakhin structure. Well 600P, located 3.0 km to the south, unlike well 603P, during this time period was located significantly hypsometrically lower, outside the eastern dome in the aquifer. It is assumed that in the process of the reformation of the reservoir that hydrocarbons from the eastern dome, during its disbandment, migrated to the central dome, which continued to grow.

To confirm this position, which is of fundamental importance to explain the modern structure of the reservoir, we compared the indicators of the residual oil and gas saturation of the BU<sub>12</sub><sup>1</sup> formation for the wells under consideration. In well 603R, according to logging data, the value of the residual oil and gas saturation of the reservoir reservoirs is 56%, which is a fairly high indicator; during testing, an insignificant gas inflow was obtained from the reservoir. In well 600R, the oil and gas saturation factor is significantly lower and amounts to about 28%; no inflow was obtained during testing. In our opinion, the high residual oil and gas saturation of the BU<sub>12</sub><sup>1</sup> formation in well 603R, as compared to well 600R, is explained by an episode of the presence of a gas (gas-oil) deposit during the geological history in the area of well 603P.

### Intra-Reservoir Oil and Gas Migration

Next, we will consider the process of intra-reservoir migration of oil and gas from the eastern dome as it sinks and opens intensively. As noted earlier, this process most likely took place in recent geological times. Obviously, gaseous and liquid hydrocarbons, according to the anticlinal-gravitational concept of reservoir formation, tend to fill the most elevated sections of the trap, and the gas-oil and oil-water contacts take a horizontal position. The very process of intra-reservoir hydrocarbon migration



# НЕКУДА ХОДИТЬ ?

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС  
INGENIX  
COST  
EVALUATOR®



## РАСШИРЯЕМ ВОЗМОЖНОСТИ ВАШИХ ИНВЕСТИЦИЙ



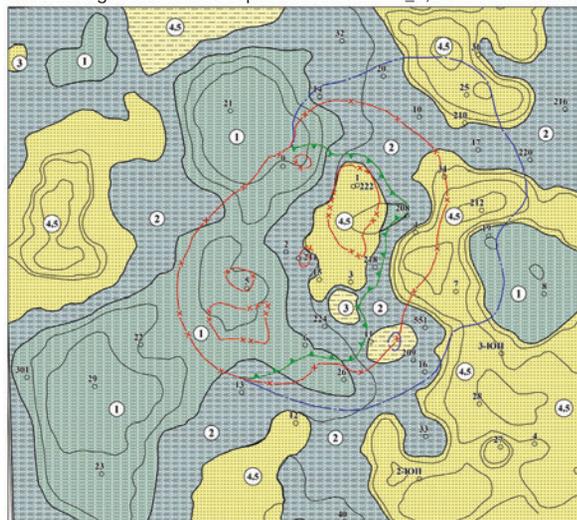
- **экспресс-оценка эффективности инвестиций в российские нефтяные проекты**
- **от геологических запасов до экономики – в одном ИТ-инструменте**
- **широкие возможности для варьирования сценариев развития актива**

рассматриваемым скважинам. В скважине 603P, по данным ГИС, значение остаточной нефтегазонасыщенности коллекторов пласта составляет 56%, что является достаточно высоким показателем, при испытании из пласта получен незначительный приток газа. В скважине 600P коэффициент нефтегазонасыщенности существенно меньше и составляет порядка 28%, при испытании притока не получено. На наш взгляд, высокая остаточная нефтегазонасыщенность пласта БУ<sub>12</sub><sup>1</sup> в скважине 603P, по сравнению со скважиной 600P, объясняется эпизодом наличия в течение геологической истории в районе скважины 603P газовой (газонефтяной) залежи.

### Внутрирезервуарная миграция нефти и газа

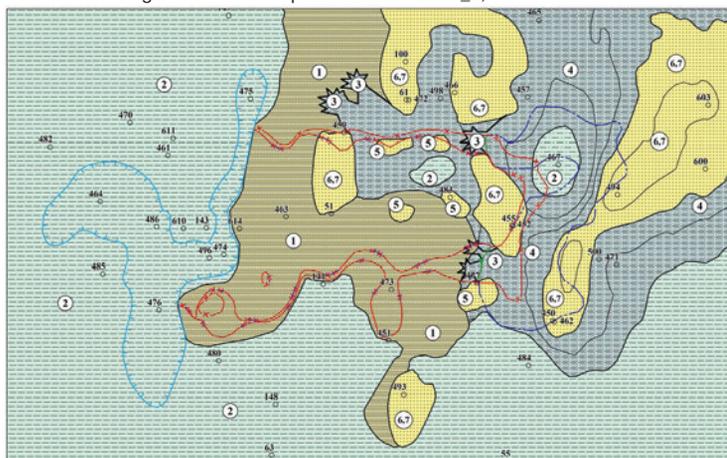
Далее рассмотрим процесс внутрирезервуарной миграции нефти и газа из восточного купола по мере его интенсивного погружения и раскрытия. Как уже отмечалось ранее, этот процесс, скорее всего, происходил в новейшее геологическое время. Очевидно, что газообразные и жидкие углеводороды, согласно антиклинально-гравитационной концепции формирования залежей, стремятся заполнить наиболее приподнятые участки ловушки, а контакты газ-нефть и нефть-вода занять горизонтальное положение. Сам процесс внутрирезервуарной миграции УВ под действием сил гравитации напрямую зависит от строения продуктивного пласта и гидродинамической связанности проницаемых пропластков. Для оценки влияния названных факторов нами построена литолого-фациальная модель пласта БУ<sub>12</sub><sup>1</sup>. Как видно на литолого-фациальной карте (Рис. 2), пласт характеризуется значительной фациальной изменчивостью, причем, наблюдается четкая зональность распространения различных фациальных комплексов пород. В целом пласт БУ<sub>12</sub><sup>1</sup> представлен отложениями вдольбереговых трансгрессивных и регрессивных баров, вытянутых цепочками в субмеридианальном направлении. Баровые образования прорезаны фациями разрывных течений, представленными отложениями конусов

Литолого-фациальная карта пласта БУ9\_2 Песцового месторождения  
Lithologic and facies map of formation БУ9\_2, Pestsovoe field



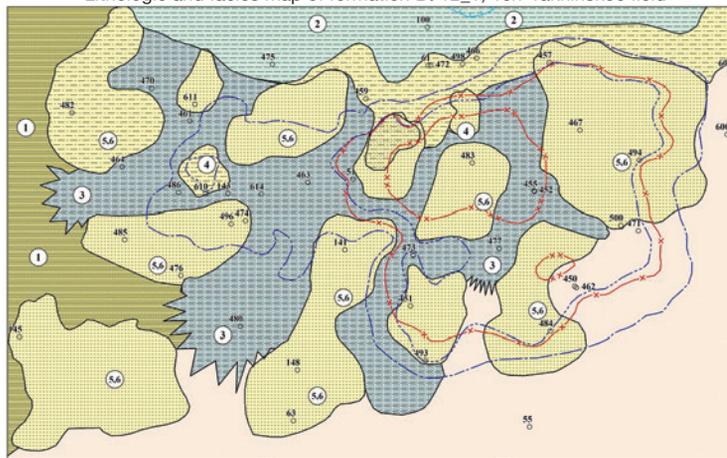
- 1 Фация забаровых лагун (крупных промочи)  
Facies of behind-bank lagoons
- 2 Фация промочи разрывных течений  
Rip flow washout facies
- 3 Фация барьерных островов  
Facies of offshore bars
- 4 Фация вдольбереговых регрессивных баров  
Facies of regressive coastal bars
- 5 Фация вдольбереговых трансгрессивных баров  
Facies of transgressive coastal bars

Литолого-фациальная карта пласта БУ11\_1 Ен-Яхинского месторождения  
Lithologic and facies map of formation БУ11\_1, Yen-Yakhinskoe field



- 1 Фация предбаровых отложений  
Facies of fore-bar deposits
- 2 Фация баровых лагун  
Facies of barmer-lagoons
- 3 Конусы выноса разрывных течений  
Rip flow alluvial cones
- 4 Фация барьерных островов  
Facies of offshore bars
- 5 Фация вдольбереговых регрессивных баров  
Facies of coastal regressive bars
- 6 Фация вдольбереговых трансгрессивных баров  
Facies of coastal transgressive bars
- 7 Фация вдольбереговых трансгрессивных баров  
Facies of transgressive coastal bars

Литолого-фациальная карта пласта БУ12\_1 Ен-Яхинского месторождения  
Lithologic and facies map of formation БУ12\_1, Yen-Yakhinskoe field



- 1 Фация предбаровых отложений  
Facies of fore-bar deposits
- 2 Фация баровых лагун  
Facies of bar lagoons
- 3 Конусы выноса разрывных течений  
Rip flow alluvial cones
- 4 Фация барьерных островов  
Facies of offshore bars
- 5 Фация вдольбереговых регрессивных баров  
Facies of coastal regressive bars
- 6 Фация вдольбереговых трансгрессивных баров  
Facies of coastal transgressive bars

Рис. 2: Литолого-фациальные карты Fig. 2: Lithologic and facies map

выносов, образующих зоны преимущественно субмеридианальной направленности.

Очевидно, что границы между фаціальными образованиями различного генезиса представляют собой определенные барьеры, где гидродинамическая сообщаемость проницаемых пропластков продуктивного пласта может быть существенно затруднена. Это положение иллюстрируется геологическим профилем, приведенным на Рисунке 3 и показывающим соотношение проницаемых песчаных пропластков в различных пересекаемых фаціальных зонах, на границах которых гидродинамическая связанность песчаных прослоев может ухудшаться.

### Изменения емкостно-фильтрационных свойств пласта

Важным фактором, влияющем на распределение углеводородных флюидов в ловушках при переформировании залежи, являются емкостно-фильтрационные свойства пласта и характер их изменения по площади. Рассмотрим влияние этого фактора на формирование залежи пласта БУ<sub>12</sub><sup>1</sup>. На Рисунке 4 приведена карта пористости пласта БУ<sub>12</sub><sup>1</sup>, полученная в результате трехмерного геологического моделирования. На карте видно, что зональность изменения пористости пласта, как и литолого-фаціальная зональность, имеет

under the action of gravitational forces directly depends on the structure of the reservoir and the hydrodynamic connectivity of the permeable interlayers. To assess the influence of these factors, we built a lithological-facies model of the BU<sub>12</sub><sup>1</sup> formation. As can be seen on the lithological-facies map (Fig. 2), the reservoir is characterized by significant facies variability, and there is a clear zoning of the distribution of various facies in the rocks. In general, the BU<sub>12</sub><sup>1</sup> formation is represented by sediments of shoreline transgressive and regressive bars, elongated in chains in the submeridian direction. Bar formations are cut by facies of discontinuous currents, represented by alluvial deposits, which form zones of predominantly submeridian direction.

Obviously, the boundaries between facies formations of different genesis represents certain barriers, where the hydrodynamic connectivity of the permeable layers of a productive formation can be significantly hampered. This position is illustrated by the geologic profile shown in Figure 3, showing the relationship of permeable sands in the various intersecting facies zones, at the boundaries of which the hydrodynamic connectivity of the sands may deteriorate.

### Changes in Reservoir Properties

An important factor affecting the distribution of hydrocarbon fluids in traps during reservoir reformation is the reservoir properties and the nature of their change

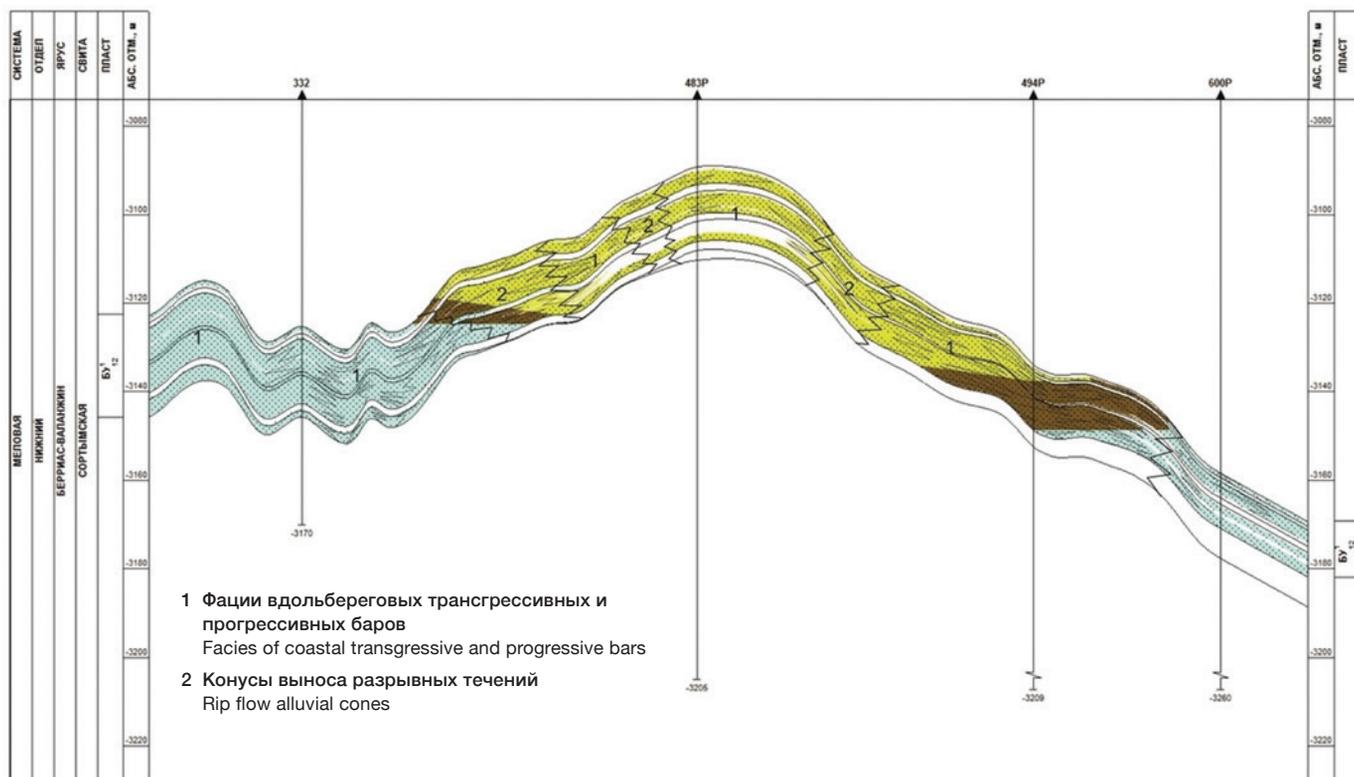


Рис. 3: Геологический профиль по пласту БУ12\_1 Ен-Яхинского месторождения

Fig. 3: Geological cross-section of formation BU12\_1, Yen-Yakhinskoe field

четкую субмеридиональную направленность. В восточной части залежи, где вскрыты скважинами самые гипсометрически низкие отметки ГНК и ВНК, на карте наблюдается поле наибольших значений коэффициента пористости пласта (район скважин 455Р, 500Р, 450Р, 457Р), изменяющихся от 14,5% до 16,5%. Западнее выделяется четкая субмеридиональная зона пониженных значений пористости (район скважин 451Р, 473П, 352, 498П), где значения этого параметра существенно ниже и составляют 12,5%-14,5%.

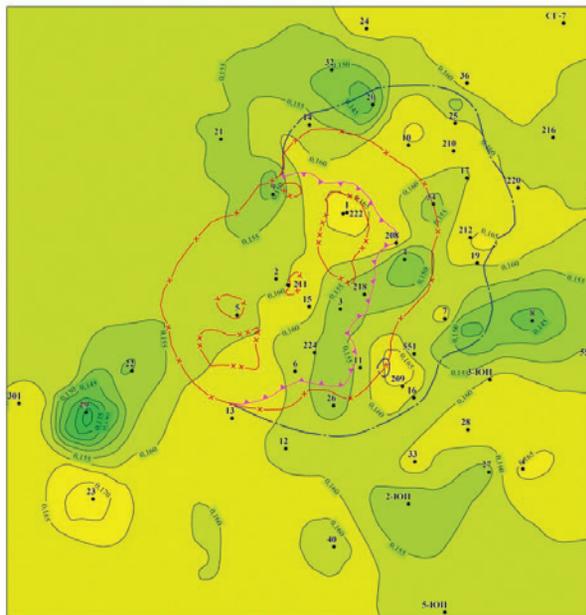
Далее, в западном направлении видно чередование зон повышенных и пониженных значений пористости пласта. Следующая субмеридиональная зона повышенных значений пористости (от 15,0% до 16,5%) (район скважин 141П, 134, 1050), ограничена с запада зоной пониженных значений 12,0%-14,5% и характеризуется более высоким положением контактов, по сравнению с восточным участком залежи.

Рассмотрим как литолого-фациальная неоднородность и изменчивость емкостно-фильтрационных свойств влияла на перераспределение нефти и газа при тектонической перестройке ловушки в пласте БУ<sub>11</sub><sup>1</sup>. Как видно на палеотектонических профилях (Рис. 1), к концу готеривского времени, когда сформировалась, как было сказано ранее, Ен-Яхинская ловушка, в пласте, вероятно, образовалось два скопления УВ - в центральном и восточном куполах.

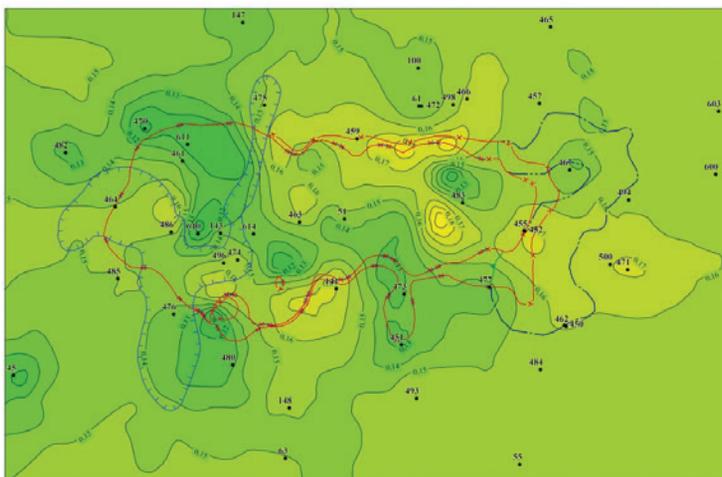
В последующее геологическое время наблюдается рост центрального купола и интенсивное опускание и выполаживание восточного купола, вплоть до его полного раскрытия, что вызвало переток УВ флюидов вверх по восстанию слоев в центральный купол, емкость которого увеличивалась за счет воздымания западного крыла. Содержавшаяся в палеозалежи восточного купола нефть мигрировала вверх по восстанию слоев и этот процесс так же полностью зависел от внутреннего строения и неоднородности емкостно-фильтрационных свойств пласта. Для изучения этих факторов, определяющих динамику миграции УВ, построена литолого-фациальная карта пласта БУ<sub>11</sub><sup>1</sup> (Рис. 2), а также карта пористости коллекторов (Рис. 4).

**Литолого-фациальная изменчивость**  
Как видно на представленных картах,

Карта пористости пласта БУ9\_2 Песцового месторождения  
Porosity map of formation БУ9\_2, Pestsovoe field



Карта пористости пласта БУ11\_1 Песцового месторождения  
Porosity map of formation БУ11\_1, Pestsovoe field



Карта пористости пласта БУ12\_1 Песцового месторождения  
Porosity map of formation БУ12\_1, Pestsovoe field

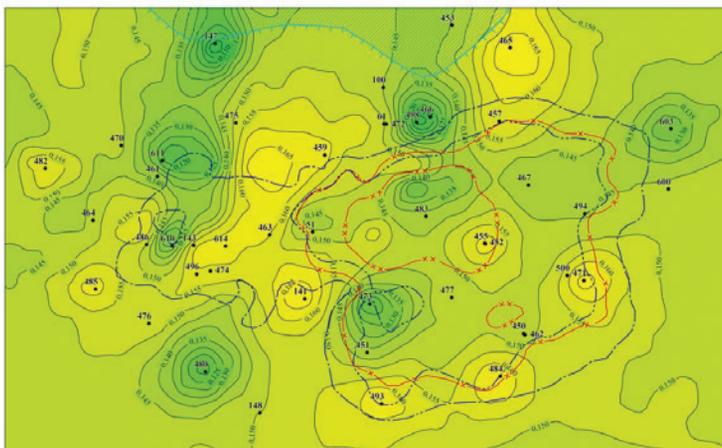


Рис. 4: Карты пористости  
Fig. 4: Porosity maps

пласт  $BU_{11}^1$  характеризуется резкой литолого-фациальной изменчивостью, имеющей четкую субмеридиональную направленность. На пути миграции УВ из восточного купола фации вдольбереговых баров, выделяемые в районе скважин 603P, 494P, сменяются фациями разрывных течений, фациями глубоководных промоин и, наконец, фациями предбаровых отложений. Соответственно изменению фациальной обстановки, в направлении с востока на запад резко ухудшаются емкостно-фильтрационные свойства пласта (Рис. 2), вплоть до полной глинизации.

Аналогичные процессы переформирования залежей происходили и на других месторождениях Уренгойского района. Наиболее существенной перестройке подверглась залежь пласта  $BU_9^2$  на Песцовом месторождении. Как видно на палеотектонических профилях (Рис. 1), восточное крыло в поздне меловое и кайнозойское время опускалось с возрастающей интенсивностью. Очевидно, нефтегазовая залежь при этом продолжала пополняться газом, который, как намного более подвижный флюид, вытеснял нефть из сводовой части структуры. Нефть, экранируемая газом и субмеридиональными фациальными барьерами (Рис. 2, 4), образовала «козырьковую» оторочку на восточном погружении структуры с наклоном ВНК порядка  $30^\circ$ . Показанная на представленных картах по продуктивным пластам Ен-Яхинского и Песцового месторождений субмеридиональная зональность литолого-фациальных и емкостно-фильтрационных характеристик пластов затрудняет перераспределение углеводородов и установление горизонтального положения контактов при тектонических трансформациях ловушек. Как показывает анализ динамики тектонических процессов, ловушки, контролируемые залежи, до настоящего времени претерпевают структурную перестройку.

Установлено, что тектонические силы наклоняют межфлюидальные разделы с большей интенсивностью, чем гравитационные силы способны придавать горизонтальное положение контактам, преодолевая сопротивление миграции УВ, обусловленное литолого-фациальной неоднородностью пласта. Сказанное справедливо для всех залежей Ен-Яхинского и Песцового месторождений, имеющих наклонное положение ГНК и ВНК.

Палеотектонические и литолого-фациальные построения, выполненные по пластам Ен-Яхинского

over the area. Let us consider the influence of this factor on the formation of the formation  $BU_{12}^1$ . Figure 4 shows the porosity map of the  $BU_{12}^1$  formation obtained as a result of 3D geological modeling. The map shows that the zoning of the reservoir porosity change, as well as the lithological-facies zoning, has a clear submeridional direction. In the eastern part of the reservoir, where the most hypsometrically low GOC and OWC marks were penetrated by the wells, the map shows the field of the highest values of the reservoir porosity coefficient (the area of wells 455P, 500P, 450P, 457P), varying from 14.5% to 16.5%. To the west, there is a clear submeridional zone of low porosity values (the area of wells 451P, 473P, 352, 498P), where the values of this parameter are significantly lower and amount to 12.5% -14.5%.

Further, in the western direction, one can see the alternation between zones of increased and decreased porosity. The next submeridional zone of increased porosity values (from 15.0% to 16.5%) (area of wells 141P, 134, 1050), is limited from the west by a zone of decreased values of 12.0% -14.5% and is characterized by a higher position of contacts, compared to the eastern section of the deposit.

Let us consider how the lithological-facies heterogeneity and variability of the reservoir-filtration properties influenced the redistribution of oil and gas during the tectonic restructuring of the trap in the  $BU_{11}^1$  formation. As can be seen on the paleotectonic profiles (Fig. 1), by the end of the Hauterivian time, when, as mentioned earlier, the En-Yakhinskaya trap was formed, two HC accumulations probably formed in the stratum - in the central and eastern domes.

In the subsequent geological time, the growth of the central dome and the intensive subsidence and flattening of the eastern dome, up to its full opening, are observed, which caused the flow of hydrocarbon fluids upward along the rise of the layers into the central dome, the capacity of which increased due to the uplift of the western wing. The oil contained in the paleo-deposit of the eastern dome migrated up the uprising of the layers and this process also completely depended on the internal structure and heterogeneity of the reservoir-filtration properties of the reservoir. To study these factors that determine the dynamics of hydrocarbon migration, a lithological-facies map of the  $BU_{11}^1$  formation (Fig. 2) and a reservoir porosity map (Fig. 4) were built.

### Lithologic-Facies Variability

As can be seen on the presented maps, the  $BU_{11}^1$  layer is characterized by sharp lithological-facies variability, which has a clear submeridional direction. On the way

и Песцового месторождений позволяют сделать следующие выводы:

1. Ловушки залежей УВ после их формирования, в результате разнонаправленных тектонических движений в позднемеловое – кайнозойское геологическое время претерпели значительные структурные изменения.
2. Структурная перестройка ловушек обусловила переформирование залежей в результате внутрирезервуарной вторичной миграции нефти и газа, которая, возможно, продолжается до сих пор.
3. Литолого-фациальная неоднородность пластов имеет четкую субмеридиональную зональность и определяет наличие зон затрудненной гидродинамической сообщаемости проницаемых прослоев продуктивных пластов, приуроченных к межфациальным границам.
4. Продолжающаяся тектоническая перестройка ловушек и высокая литолого-фациальная неоднородность пластов препятствует приведению силами гравитации положения межфлюидальных разделов в горизонтальное положение и определяет их наклонное положение, в меньшей степени газонефтяных (водяных) и в большей степени – водонефтяных.

Полученные результаты позволили лучше понять геологические механизмы и динамику формирования нефтегазовых залежей с наклонными контактами флюидов. Полученные знания применены при их геологическом моделировании, что позволило повысить эффективность работ по их дальнейшему изучению и планированию разработки.

### Список литературы

1. Большаков Ю.А. Теория капиллярности нефтегазонакопления. -Новосибирск: Наука, 1995.-184 с.
2. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Севера Западной Сибири. - Новосибирск: Издательство СО АН, 2010.-134 с.
3. Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шпильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири.-Москва: недра, 1971.-462.
4. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – Москва, 2003,- 350 с.
5. Хромовских А.Ю. Природа наклонных водонефтяных контактов верхнеюрских нефтяных залежей Каймысовского свода. – Томск, Известия Томского политехнического университета, Т 320, №1, С 130-133, 2011.

of HC migration from the eastern dome, the facies of alongshore bars, distinguished in the area of wells 603P, 494R, are replaced by facies with ruptured currents, facies with deep-water gullies, and, finally, facies of pre-bar deposits. Corresponding to the change in the facies environment, in the direction from east to west, the reservoir-filtration properties of the reservoir sharply deteriorate (Fig. 2), up to a complete clay formation.

Similar processes of reformation of deposits took place at other fields in the Urengoy region. The most significant restructuring was the BU<sub>9</sub><sup>2</sup> reservoir at the Pestsovoye field. As can be seen on the paleotectonic profiles (Fig. 1), the eastern wing in the Late Cretaceous and Cenozoic times subsided with increasing intensity. Obviously, the oil and gas reservoir continued to be replenished with gas, which, as a much more mobile phase, displaced oil from the crest of the structure. Oil, screened by gas and submeridional facies barriers (Fig. 2, 4), formed a “canopy” rim on the eastern plunge of the structure with an OWC inclination of about 30°. Submeridional zoning of lithological and facies The reservoir-filtration characteristics of the reservoirs complicate the redistribution of hydrocarbons and the establishment of a horizontal position of contacts during the tectonic transformations of the traps. The analysis of the dynamics of the tectonic processes showed that the traps that control the deposits are still undergoing restructuring.

It was found that the tectonic forces tilt the interfluidal sections with a greater intensity than gravitational forces are able to give a horizontal position to the contacts, overcoming the resistance to hydrocarbon migration caused by the lithological-facies heterogeneity of the formation. The foregoing is true for all deposits of the En-Yakhinskoye and Pestsovoye fields with an inclined position of the GOC and OWC.

Paleotectonic and lithological-facies constructions, performed on the layers of the En-Yakhinsky and Pestsovoye fields, allow us to draw the following conclusions:

1. Traps of hydrocarbon deposits after their formation, as a result of multidirectional tectonic movements in the Late Cretaceous - Cenozoic geological time, underwent significant structural changes.
2. The restructuring of traps led to the reformation of deposits as a result of intra-reservoir secondary migration of oil and gas, which possibly, continues to this day.
3. Lithological-facies heterogeneity of formations

has a clear submeridional zoning and determines the presence of zones of difficult hydrodynamic connectivity of permeable layers of productive formations confined to interfacial boundaries.

4. Ongoing tectonic restructuring of the traps and high lithological-facies heterogeneity of the formations prevents gravitational forces from bringing the position of the interfluidal sections to a horizontal position and determines their inclined position, to a lesser extent gas-oil (water) and to a greater extent - water-oil.

The results obtained made it possible to better understand the geological mechanisms and dynamics of the formation of oil and gas deposits with inclined fluid contacts. The knowledge gained was applied in their geological modeling, which made it possible to increase the efficiency of work on their further study and development planning.

### Bibliography

1. Bolshakov Yu.A. The theory of capillarity of oil and gas accumulation. Novosibirsk: Nauka, 1995, p.184;

2. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Geological structure and prospects of oil and gas content of the Achimov

strata in the North of Western Siberia. - Novosibirsk: Publishing house SO AN, 2010, p.134;

3. Nesterov I.I., Salmanov F.K., Shpilman K.A. Oil and gas fields in Western Siberia. Moscow: subsoil, 1971, p.462;

4. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. Geological structure and oil and gas content of Yamal. Moscow, 2003, p.350;

5. Khromovskikh A.Yu. The nature of inclined oil-water contacts of the Upper Jurassic oil deposits of the Kaimysov arch. - Tomsk, Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, T 320, No. 1, 2011, pp. 130-133.



ООО "РТСЕРВИС" - ЭКСКЛЮЗИВНЫЙ ДИСТРИБЬЮТОР КОМПАНИИ "GAGEMAKER"



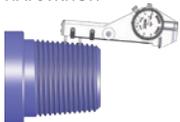
WWW.RTSERVICE.RU | SALES@RTSERVICE.RU  
+7(495)223-35-97, +7(495)223-35-98

## РЕЗЬБА ПОД КОНТРОЛЕМ

ПРЕДЛАГАЕМ КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ И ПРИБОРЫ  
ДЛЯ ПОЭЛЕМЕНТНОГО КОНТРОЛЯ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

### КОНТРОЛЬ ШАГА РЕЗЬБЫ

НАРУЖНОЙ

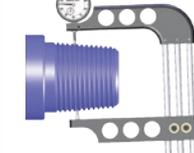


ВНУТРЕННЕЙ



### КОНТРОЛЬ КОНУСНОСТИ РЕЗЬБЫ

НАРУЖНОЙ

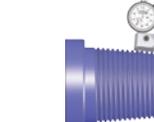


ВНУТРЕННЕЙ



### КОНТРОЛЬ ВЫСОТЫ ПРОФИЛЯ РЕЗЬБЫ

НАРУЖНОЙ

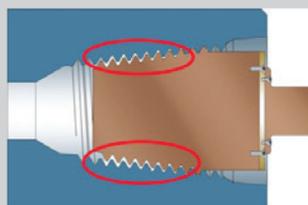


ВНУТРЕННЕЙ

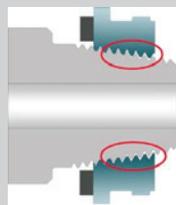


### ПОЧЕМУ КОНТРОЛЬ НАТЯГА РЕЗЬБОВЫМИ КАЛИБРАМИ НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ПОЛНЫМ И ДОСТОВЕРНЫМ

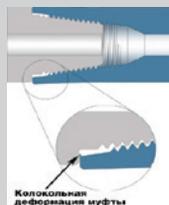
Натяг по резьбовому калибру-пробке в допуске, но конусность резьбы вышла за отрицательный допуск.



Натяг по резьбовому калибру-кольцу в допуске, но конусность резьбы вышла за положительный допуск.



Как следствие, ниппель вкручен в муфту глубже, что приводит к колокольчатой деформации, истиранию резьбы и появлению трещин.



Типовые деформации замковых соединений вследствие свинчивания при эксплуатации резьбы, изготовленной с нарушением геометрических параметров.

