

Дискуссионные вопросы проблемы формирования залежей нефти и газа в монокристаллических породах фундамента

Шустер В.Л.

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
tshuster@mail.ru

Аннотация

В статье обоснована модель формирования залежи нефти и газа в образованиях фундамента путем миграции флюидов из прилегающих осадочных пород.

Разработан механизм образования залежи нефти (газа) в ловушке фундамента, и дан расчет параметров, обеспечивающих миграцию, необходимую энергию и скорость движения микрообъемов, расстояние миграции.

Материалы и методы

Проблемой нефтегазоносности фундамента с середины XX века занимается ряд отраслевых и академических институтов и производственных организаций. Накоплен значительный опыт. Результаты опубликованных работ детально изучены автором, и часть из них использована в предлагаемой статье.

В исследованиях использованы фактические материалы и полученные автором результаты исследований в научных и производственных организациях в ходе трудовой деятельности в Западной Сибири, Вьетнаме, Индии, Туркмении и Узбекистане.

А в последние 20 лет в ИПНГ РАН [2–7]. Используются следующие методы исследований: сравнительный анализ свойств нефтей, отобранных из фундамента и терригенных отложений, облегающих фундамент, анализ изотопного состава углерода нефтей двух комплексов (фундамента и терригенных отложений), методы геофлюидодинамики.

Ключевые слова

нефть, газ, залежь в фундаменте, модель, механизм формирования, нефтегазообразующие толщи, миграция, породы-коллекторы

Статья написана в рамках государственного задания по теме «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла, 122022800253-3».

Для цитирования

Шустер В.Л. Дискуссионные вопросы проблемы формирования залежей нефти и газа в монокристаллических породах фундамента // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 8–10. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-8-10

Поступила в редакцию: 09.10.2024

GEOLOGY

UDC 553.98.01 | Original Paper

Controversial issues of the problem of oil and gas deposit formation in monolithic basement rocks

Shuster V.L.

Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
tshuster@mail.ru

Abstract

The article substantiates the model of oil and gas deposit formation in basement formations by migration of fluids from adjacent sedimentary rocks. A mechanism for the formation of oil (gas) deposits in a basement trap has been developed and the parameters providing migration, the necessary energy and speed of movement of microvolumes, and the migration distance have been calculated.

Materials and methods

Since the mid-twentieth century, a number of industry and academic institutes and production organizations have been studying the problem of oil and gas potential of the basement. Considerable experience has been accumulated. The results of published works have been studied in detail by the author and some of them have been used in the proposed article.

The research uses factual materials and the results of research obtained by the author in scientific and production organizations during his work in Western Siberia, Vietnam, India, Turkmenistan and Uzbekistan. And in the last 20 years, at the Institute of Oil and Gas Geology of the

Russian Academy of Sciences [2–7]. The following research methods were used: comparative analysis of the properties of oils sampled from the basement and terrigenous sediments enveloping the basement, analysis of the isotopic composition of carbon in oils of two complexes (basement and terrigenous sediments), and geofluid dynamics methods.

Keywords

oil, gas, basement deposit, model, formation mechanism, oil and gas-forming strata, migration, reservoir rocks

For citation

Shuster V.L. Controversial issues of the problem of oil and gas deposit formation in monolithic basement rocks. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 8–10. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-8-10

Received: 09.10.2024

Открытие в образованиях фундамента крупных по запасам высокодебитных месторождений нефти и газа, таких как Ауджила-Нафура, Белый Тигр, Ла-Пас и другие, стимулирует высокий интерес специалистов к этому объекту в России и во всем мире.

В России открыты залежи углеводородов в монолитных породах фундамента в Западной Сибири (на Шаимском и Красноленинском сводах, получены промышленные притоки нефти на Ново-Портовском и Восточно-Бованенковском месторождениях), в Восточной Сибири (Юрубчено-Тохомское месторождение). Благоприятно оцениваются перспективы нефтегазоносности на Восточном Приновоземельском шельфе Карского моря, где породы фундамента залегают на сравнительно небольших глубинах, доступных для бурения скважин, так же как и на восточной окраине Западно-Сибирской синеклизы.

Для успешного развития поисково-разведочных работ на нефть и газ в образованиях фундамента необходимо решить комплекс научных задач, связанных с формированием залежи, источником нефти (газа), образованием коллекторов в монолитных породах и их выявлением и других.

Цель исследований

Обосновать модель формирования залежи углеводородов в ловушке фундамента (предлагаемая статья).

Рассмотреть «Механизм образования зоны разуплотненных трещиноватых пород в фундаменте» и «Методы изучения неоднородного строения фундамента» (две последующие статьи).

Результаты исследований

Базируясь на положениях осадочно-миграционной теории и органического происхождения нефти, а также на проанализированном фактическом и опубликованном материале и результатах проведенных исследований, разработана геологическая модель формирования залежи нефти в трещиноватых породах фундамента.

Залежь нефти образуется путем аккумуляции первичных пузырьков (капель)

нефти, произведенных нефтематеринской осадочной толщей, непосредственно прилегающей к фундаменту, под действием капиллярных сил.

Построение модели, ее обоснование происходило в несколько этапов.

На начальном этапе было проверено положение о едином источнике образования залежей нефти в образованиях фундамента и терригенных отложениях. На месторождении Белый Тигр (Вьетнам) были проанализированы пробы нефти из залежей в фундаменте (из 35 скважин) и из залежи в терригенных нижнеолигоценых отложениях (из 26 скважин) — в [6].

В подавляющем большинстве проб нефть, отобранная из залежей фундамента и нижнего олигоцена, характеризуется близкими значениями исследованных параметров (табл. 1).

По результатам фотоколориметрии и инфракрасной спектрометрии (ТатНИПИ, 1992) также отмечается сходство нефтей двух залежей. Коэффициент светопоглощения ($K_{сп}$) для нефтей нижнего олигоцена составляет $17,2 \text{ см}^{-1}$, а для фундамента — $14,6 \text{ см}^{-1}$, нефти одинаково окрашены. Примерно одинаковые значения и коэффициента рефракции (K_r). Это же подтверждается и близкими значениями отношения пристан/фитан: 2,28 для нижнего олигоцена и 2,19–2,5 для фундамента.

По микроэлементному составу нефтей (определения Далатского института ядерных исследований, Вьетнам) также отмечается сходство значений содержания основных металлов (табл. 2), хотя есть и отличия (Cu, Al).

По результатам анализа изотопного состава углеводорода нефтей (РГУ нефти и газа, 1992) отличие значения в нижнем олигоцене (28,25 %) от значения в фундаменте (28,6 %) составляет 0,35 %, т.е. нефти идентичны.

Близкие значения для двух комплексов и по характеристикам углеводородного состава нефтей в высокомолекулярной фракции (выше 200 °С): отношение пристан/фитан (1,9 и 2,2), нафтеновый фон (19,8 и 21,1) и др.

Вывод о схожести нефтей подтвержден (Дахнова и др., 1996) анализом группового состава нефтей и др. Авторы этих исследований отмечают, что нефти этих двух комплексов генерированы органическим веществом (ОВ) преимущественно водородослевого типа, накапливавшимся в континентальных и прибрежно-морских условиях.

Сходство состава нефтей залежей фундамента и нижнего олигоцена подтверждается примерно одинаковым возрастом (15,4 и 14,9 млн лет) и степенью метаморфизма нефтей (0,8995 для фундамента и 0,7640 для нижнего олигоцена), отношением п-алканы/нафтены (1,63 и 1,65) и др. (Тиен, 1999). Такое сходство нефтей двух комплексов (по Тиену, 1999) характерно для всех залежей нефти в Южно-Коншонском бассейне Вьетнама (месторождения Дайхунг, Кимкьонг, Хоанг, Тхат, Качо).

Сходство нефтей для залежей фундамента и нижнемелового комплекса отмечается на месторождениях Ла-Пас и Мара (Венесуэла).

Ряд дополнительных примеров единого источника нефти для залежей в фундаменте и в терригенных осадочных комплексах приведен в работе [6].

Приведенные факты свидетельствуют, что основным источником углеводородов для залежей в фундаменте является органическое вещество осадочной нефтематеринской толщи, примыкающей к фундаменту.

Механизм формирования залежи нефти в фундаменте рассмотрен в работах [1, 6] на примере хорошо изученного при непосредственном участии в проведении поисково-разведочных работ месторождения Белый Тигр. Это был следующий этап построения модели формирования залежи нефти в фундаменте.

В этих работах подробно рассмотрены схема формирования залежи в фундаменте и обосновывающие механизм формирования расчеты. В предлагаемой статье изложены основные положения, обосновывающие результирующую модель.

Приведенные факты доказывают, что источником углеводородов для залежи фундамента является органическое вещество осадочных толщ.

Табл. 1. Месторождение Белый Тигр. Характеристика нефтей
Tab. 1. White Tiger oil field. Oil characteristics

	Фундамент	Нижний олигоцен
Плотность нефти при 20 °С и 1 атм.	0,827–0,845 г/см ³	0,82–0,84 г/см ³
Вязкость при 70 °С	3,2–4,1 сСт	3,0–4,0 сСт
Содержание парафина	18,5–24 % массы	17–24 % массы
Температура начала кипения нефти	72–130 °С	60–100 °С
Температура застывания нефти	28–36,5 °С	26–35 °С
Содержание легких фракций до 150°	5–13 %	1–9 %

Табл. 2. Месторождение Белый Тигр. Содержание в нефти микроэлементов
Tab. 2. White Tiger oil field. Microelement content in oil

Возраст	Содержание микроэлементов (г/г)									
	Mn	Mg	Ni	V	Br	Ca	Cu	Na	Cl	Al
Н.олигоцен	1,9	70	3,5	0,14	2,7	391	2,4	44	500	41
Фундамент	1,7	60	2,2	0,10	2,4	445	12,0	68	376	70

Для построения обоснованной модели формирования залежи нефти (газа) в фундаменте необходимо разработать механизм такого формирования.

На примере месторождения Белый Тигр схема формирования залежи нефти в фундаменте представляется в таком виде. В нижнеолигоценовой (нефтематеринской) толще глинисто-аргиллитового состава образуются продукты деструкции рассеянного органического вещества и под воздействием геостатического давления поступают в самитовые разности проницаемых прослоев — песчаников и алевритов с проницаемостью 0,01 мкм² и более. Под действием высоких температур и давления происходит образование первичных пузырьков УВ (капель микро-нефти). Образованные пузырьки мигрируют по отложениям условного коллектора к более крупным пузырькам и их зонам скопления. Это промежуточные центры аккумуляции. За счет дренажа рассеянных углеводородных скоплений из осадочных пород в фундамент, проницаемость которого выше, чем в осадочных, формируется залежь. Дренаж реализуется капиллярными силами, вектор которых направлен в сторону с большей проницаемостью, т.е. в сторону фундамента (согласно формуле Лапласа). С помощью этого механизма аккумулируются все первичные пузырьки и капельки микро-нефти с площади радиусом от центра аккумуляции до границы нефтегазоматеринского пласта, где пузырьки микро-нефти не в состоянии преодолеть начальный градиент фильтрации. Величина этой площади и есть площадь нефтесбора.

Для проверки предложенного механизма формирования залежи нефти в ловушке фундамента необходимо сопоставить величины произведенных УВ пластом-генератором с объемом нефти в залежи. Были рассчитаны

возможная площадь нефтесбора и генерационный потенциал пласта-генератора. Определен радиус возможного нефтесбора. Был также оценен радиус площади нефтесбора при заданном генерационном потенциале для формирования запасов нефти месторождения Белый Тигр (500 млн т).

При сравнении радиусов (29,6 и 32 км) оказалось, что их значения близки.

Таким образом, показано, что залежь нефти (газа) в трещиноватых породах выступов фундамента может сформироваться путем коалесценции первоначальных пузырьков (капель) УВ, произведенных толщей осадочных терригенных пород, облекающих выступ. При этом площадь нефтесбора для залежи нефти на месторождении Белый Тигр имеет условный радиус примерно 30 км.

Геологическая модель формирования залежи нефти (газа) в ловушке фундамента обоснована.

На новых перспективных объектах в образованиях фундамента для прогнозной оценки этих объектов необходимо на предваряющей бурение стадии определить нефтегазогенерационный потенциал облекающих фундамент осадочных пород, оценить строение ловушки фундамента и, в первую очередь, наличие в разрезе трещинно-кавернозных пород коллекторов и других параметров.

Итого

Таким образом, на основе анализа фактического материала разработаны модель залежи УВ в ловушке фундамента и механизм ее формирования.

Выводы

Залежь нефти (газа) в ловушке фундамента формируется за счет ОВ, произведенного осадочной нефтематеринской толщей,

облекающей фундамент, за счет силы поверхностного натяжения на границе флюидных фаз.

Литература

1. Арье А.Г., Шустер В.Л. Возможный механизм формирования залежей нефти и газа в ловушках фундамента // Геология нефти и газа. 1998. № 12. С. 34–37.
2. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири — новый этап нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводорода. Саарбрюкен: LAP LAMBERT, 2012. 135 с.
3. Пуанова С.А., Шустер В.Л., Нго Л.Т. Особенности геологического строения и нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибири и фундамента Вьетнама // Нефтяное хозяйство. 2018. № 10. С. 16–19.
4. Шустер В.Л., Пуанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4–2. С. 337–345.
5. Шустер В.Л. Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. М.: Геоинформцентр, 2003. 48 с.
6. Шустер В.Л. Геологические основы моделирования залежей нефти и газа в фундаменте и оценка рисков при их поисках. Автореферат докторской диссертации.. М.: Изд. ВНИГНИ, 2001. 58 с.
7. Шустер В.Л. Нефтегазоносность кристаллического фундамента // Геология нефти и газа. 1997. № 8. С. 71.

ENGLISH

Results

Thus, based on the analysis of the factual material, a model of a hydrocarbon deposit in a basement trap and a mechanism for its formation have been developed.

References

1. Arie A.G., Shuster V.L. Possible mechanism of oil and gas pools formation in the basement traps. Oil and gas geology, 1998, issue 12, P. 34–37. (In Russ).
2. Dmitrievsky A.N., Shuster V.L., Puanova S.A. Pre-Jurassic complex of Western Siberia is new layout of petroleum deposits (Problems of exploration and development the hydrocarbons). Deutschland: LAP LAMBERT, 2012, 135 p. (In Russ.)
3. Puanova S.A., Shuster V.L., Ngo L.T.

Conclusions

An oil (gas) deposit in a basement trap is formed due to the OM produced by the sedimentary oil source layer enveloping the basement, due to the surface tension force at the boundary of fluid phases.

- Peculiarities of geological structures, and oil and gas efficiency in pre-jurassic deposits of Western Siberia and the basement of Vietnam. Oil industry, 2018, issue 10, P. 16–19. (In Russ).
4. Shuster V.L., Puanova S.A. Justification of oil and gas potential of the Jurassic-Paleozoic deposits and the basement formations of Western Siberia. Georesources, 2016, Vol. 18, issue 4–2, P. 337–345. (In Russ).
 5. Shuster V.L. Problems of oil and gas potential of crystalline rocks of the

- basement. Moscow: Geoinformcenter, 2003, 48 p. (In Russ).
6. Shuster V.L. Geological foundations for modeling oil and gas deposits in the basement and risk assessment in their exploration. Abstract of a doctoral dissertation. Moscow: VNIGNI, 2001. 58 p. (In Russ).
 7. Shuster V.L. Oil and gas potential of the crystalline basement. Geology of oil and gas, 1997, issue 8, P. 71. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шустер Владимир Львович, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: tshuster@mail.ru

Shuster Vladimir Lvovich, doctor of geologo-mineralogical sciences, chief researcher, Institute of Oil and Gas Geology Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
Corresponding author: tshuster@mail.ru