

УДК 551.2.03

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art40

## **ВЛИЯНИЕ ГЛУБИННЫХ ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ФОРМИРОВАНИЕ УНИКАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ИНТЕРВАЛЕ 2–11 КМ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ И ФУНДАМЕНТЕ**

Лоджевская М.И., Кравченко М.Н.  
ФГБУ «ВНИГНИ»  
E-mail: [kravchenko@vnigni.ru](mailto:kravchenko@vnigni.ru)

**Аннотация.** В последние десятилетия значительно расширен глубинный диапазон концентрации не только газа, но и нефти (до глубин 11127 м). Объектами исследования являются в основном нефтегазоносные регионы с широким развитием соляной тектоники (мегабассейн Мексиканского залива, глубоководный шельф Бразилии, Прикаспийская впадина), регионы с широким развитием глубинного грязевого вулканизма (Южно-Каспийская впадина), а так же глубокие впадины древних платформ (Тимано-Печорская провинция, глубокие прогибы Северо-Американской платформы).

**Ключевые слова:** нефтегазоносность фундамента, месторождения нефти и газа, геофлюидодинамические процессы.

## **THE INFLUENCE OF GEOFLUIDODYNAMICS ON THE UNIQUE OIL AND GAS FIELDS FORMATION ON THE DEPTHS OF 2–11 KM IN THE BASEMENT AND SEDIMENTARY COVER**

Lodzhevskaya M.I., Kravchenko M.N.  
FSBI «VNIGNI»  
E-mail: [kravchenko@vnigni.ru](mailto:kravchenko@vnigni.ru)

**Abstract.** In recent decades, the depth range of oil and gas concentration increases up to a depth of 11,127 m. The objects of study are mainly oil and gas regions with a wide development of salt tectonics (Gulf of Mexico; the Brazilian deepwater shelf, the Caspian Basin); regions with widespread mud volcanoes (South Caspian trough), and deep troughs of the old platforms (Timan-Pechora province, deep troughs of North American platform).

**Keywords:** oil and gas in the basement, oil and gas fields, geofluid dynamics.

Открытые в этих регионах углеводородные скопления характеризуются большим этажом нефтегазоносности (2–5 км), уникальными запасами, причём открывается не одно, а целый ряд месторождений, формирующих узлы нефтегазонакопления на больших глубинах.

Интересны так же регионы, где широко развиты глубинные геофлюидодинамические процессы, сопровождающие формирование уникальных месторождений УВ неглубокого залегания фундамента, не укладывающиеся в привычные рамки осадочно-миграционной теории образования месторождений УВ.

Вот некоторые примеры влияния геофлюидодинамических геотермических процессов на формирование месторождений нефти и газа.

### **Ярегское месторождение нефти (Тимано-Печорская провинция)**

Приурочено к широкой пологой ассиметричной антиклинальной складке в северо-западной части Ухта-Ижемского вала на северо-восточном склоне Тиманской антеклизы.

Геологоразведочные работы на территории начались в 1932 г., добыча с 1951 г. Разведка и добыча ведется на 2-х площадях: Ярегской и Лывельской на глубине 100–185 м. Фундамент в некоторых местах расположен на глубине 100-150 м и представлен метаморфизованными сланцами. В разрезе выделяются также туфы и диабазы вулканического происхождения. Продуктивны терригенные отложения верхне и среднедевонского возраста (D<sub>3f</sub>, пласт А, пласт II, D<sub>2st</sub>-D<sub>3f</sub>, пласт III, D<sub>2t</sub>-D<sub>3dzn</sub>, пласт III и др.). Площадь нефтеносности достигает 25703 тыс. м<sup>2</sup> (пласт D<sub>2st</sub>-D<sub>3ps</sub> пласт III), нефтенасыщенная толщина (эффективная) – 10,4 м.

Коллекторы трещинно-порового типа представлены кварцевыми песчаниками мощностью 26 м, с пористостью 26%, проницаемостью 3,17 Д.

Текущие разведанные запасы нефти (геологические) составляют 329680 тыс. т, предварительно оцененные кат. С<sub>2</sub> – 25162 тыс. т, накопленная добыча 28356 тыс. т. Планировалось, что к 2015 г. объем добычи нефти на Ярегском месторождении составит около 6 млн т (фактическая добыча 2015 г. составила 0,74 млн т). Максимальные текущие запасы нефти 123794 приурочены к D<sub>2st</sub>-D<sub>3f</sub>, пласт III (верхняя + средняя пачки).

Нефть Яреги – тяжелая, смолистая, высоковязкая, малопарафинистая, ароматическо-нафтенного типа с плотностью 0,945 г/см<sup>3</sup>, содержание серы составляет порядка 1%, парафина – 0,5%.

Опытная эксплуатация скважинами с поверхности началась в 1935 г. на 2-х участках площадью 28,4 и 15,0 га.

С 1940 г. на Ярегском месторождении тяжелой нефти начал использоваться также шахтный способ, внедрению которого способствовало ее неглубокое залегание и отсутствие сопутствующих газов.

### **Ромашкинское месторождение нефти (Волго-Уральская НГП)**

Геологоразведочные работы на территории месторождения начались в 1933 г. Однако первые открытия, поставленные на Госбаланс, относятся к 1943 г. Новые открытия продолжаются вплоть до 2013 г. В поиск, разведку и добычу вовлечены Вишневокское, Восточно-Карагайское, Ильмановское, Олкино-Алтуниновское, Северо-Урдалинское, Спиридоновское, Урдалинское, Шугуровское поднятия (Татарстан и Самара). Продуктивны более 17 горизонтов от верхнепермских (шешминских) глубины залегания 40–119 м до среднего девона (старооскольские слои, глубина 1855 м). Этаж нефтеносности 1736 м, глубина залегания фундамента 2050 м. До фундамента всего 95 м. Площадь нефтеносности достигает 3886440 тыс. м<sup>2</sup> (пашийские слои), нефтенасыщенная толщина – 9,4 м (пашийский горизонт), 75,1 м – шешминский горизонт.

Текущие разведанные запасы нефти (геологические) кат. А+В+С<sub>1</sub> составляют 2861,2 млн т, предварительно оцененные – 135,6 млн т, накопленная добыча – 2312,9 млн т.

Максимальное количество начальных разведанных запасов нефти (геологические) приурочено к верхнему девону (пашийский горизонт) (до 2 млрд т). Эти отложения контролируются структурами третьего порядка. По этим отложениям площадь, занятая залежью составляет максимальную величину (3886,440 тыс. м<sup>2</sup>), распределение нефтегазоносности зафиксировано на региональной структуре 1 порядка. Среднедевонские отложения (воробьевские слои в некоторых районах лежат непосредственно на фундаменте). Миграция УВ из нижележащей осадочной толщи на месторождении Ромашкинского исключена.

В пределах Татарстана, по данным татарских геологов доманиковские породы – основные нефтьгазоматеринские породы – могли произвести лишь 709 млн т нефти. В то же время по состоянию на 01.01.2016 г. только из Ромашкинского месторождения было добыто 2312,9 млн т нефти. Месторождение разрабатывается с 1943 г. (74 года).

По состоянию на 01.01.1999 г. начальные разведанные запасы нефти на Ромашкинском месторождении составили 4878 млн т, на 01.01.2016 г. – 5174 млн т (увеличились за 17 лет на 336 млн т, несмотря на интенсивную годовую добычу).

Таким образом, на Ромашкинском месторождении первоначально подсчитанные запасы нефти были неоднократно выработаны в процессе их многолетней эксплуатации. Тем не менее до сих пор господствует точка зрения о невозобновляемости запасов нефти,

что является основополагающим положением в теории органического происхождения УВ. На самом деле многие данные свидетельствуют о том, что процессы миграции нефти происходят с гораздо большей скоростью, чем это предполагают сторонники осадочно-миграционной теории, на что указывают примеры современного пополнения запасов УВ в недрах земли Волго-Урала.

Под Ромашкинским месторождением зафиксированы сейсмодинамические, гравитационные, магматические, магнито-теллурические аномалии в консолидированной коре и верхней мантии.

Геологоразведочные работы начались в 50-х годах, однако месторождение открыто в 1965 г. Новые залежи нефти продолжают открываться вплоть до 2015 г.

Открытия зарегистрированы на Самотлорской, Мартовской, Белозерной, Приобской, Мыхлайской, Рубиновой, Новогодней, Усть-Вахской, Северо-Западно-Черногорской, Верхнечерногорской площадях. Продуктивно более 90 горизонтов от альб-сеномана (покурская свита) до верхней и средней юры, глубина залегания продуктивных горизонтов 1079-2580 м. Этаж нефтегазоносности более 2500 м. Глубина залегания фундамента 2743 м. Площадь нефтегазоносности отдельных горизонтов (неокома достигает 666579 тыс. м<sup>2</sup>, нефтенасыщенная толщина – 26 м).

Текущие разведанные запасы нефти (геологические) кат. А+В+С1 составляют 4498,3 млн т предварительно оцененные 138,1 млн т, накопленная добыча – 2711,2 млн т.

Максимальные начальные разведанные запасы нефти (геологические) приходятся на неоком. В некоторых районах нижнеюрские отложения (тюменская свита) залегают непосредственно на фундаменте. Обращает на себя внимание близость кровли фундамента от подошвы продуктивных отложений (всего 161 м).

На Самотлорском месторождении наблюдается та же картина, что и на Ромашкино. Площадь нефтегазоносности валанжина (пл. Б8 8/0) достигает 732972 тыс. м<sup>2</sup>, нефтенасыщенная толщина – 6,53 м. За 17 лет на этом месторождении произошло увеличение текущих разведанных запасов на 167 млн. т при интенсивной добыче нефти.

В низах разреза, вблизи от фундамента возрастает геометрический градиент, составляющий 3,7°/100 м.

Нефти здесь от тяжелых (плотность для покурской свиты 0,966) до легких (плотность для ачимовских слоев 0,825).

В Западной Сибири, где широко распространены крупные интрузии кислого состава (широтное Приобье) (отмечаются положительные температурные аномалии в вертикальной плоскости) термические градиенты составляют 4,2–4,4°/100 м. Это, возможно, определяется прохождением через интрузии разгоряченных флюидов.

На Салымской площади, где под толщей нефтеносных осадочных пород установлены кислые интрузии, геометрические градиенты составляют 4,2–4,4°С на 100 м (С.Г. Краснов, М.Д. Хуторский, 1978), что превышает фоновые значения на 1,2–1,4°С на 100 м. Одной из наиболее достоверных причин положительных температурных аномалий может быть конвективный теплоперенос через интрузивные тела восходящим горячим газоводоминеральным потоком. Это подтверждается и установлением следов гидротермальной проработки глинистых пород баженовской свиты, которая, несмотря на свое широкое распространение, промышленно нефтеносна в основном лишь на Салымской площади (Т.А. Федорова и др., 1991 г.).

Факты гидротермальной деятельности обнаружены и в нефтенасыщенных аргиллитах низов осадочного чехла на Красноленинском своде (глубина 2374–2707, геотермический градиент 4,5°С/100 м) (В.И. Белкин и др., 1978), где получены притоки нефти из верхних разуплотненных зон гранитов фундамента. Что касается Салымской площади, то, видимо, имеются достаточные предпосылки для ожидания здесь притоков нефти как из пород, перекрывающих выступы гранитоидов фундамента, так и из их поверхностной зоны. На это указывают: наличие нефтеносных и предположительно нефтематеринских толщ, расположенных над гранитными массивами; следы проявления в этих толщах гидротермальной деятельности; положительные температурные аномалии, свидетельствующие о высокой проницаемости интрузивов, так как именно через них происходит конвекция глубинных флюидов.

### **Нефтяное месторождение Белый Тигр (Вьетнам)**

Уникальным является открытое в 1988 г. месторождение нефти Белый Тигр на вьетнамском шельфе. Продуктивен олигоцен, миоцен фундамент до глубины 5100 м. Этаж нефтегазоносности около 3000 м, запасы нефти – свыше 500 млн т. Они выявлены при разбуривании фундамента. На месторождении ведется активная добыча до настоящего времени.

Коллекторские свойства пород фундамента (в основном граниты и гранодиориты) формировались за счет вторичных процессов с образованием коллекторов порово-

кавернозно-трещинного типа. Главными явились тектонические и гидротермальные процессы. Первые за счет разрывных нарушений формировали трещинное пустотное пространство, вторые способствовали циркуляции в трещинном пространстве разогретых гидротермальных флюидов и сопровождающих растворению с образованием пор и каверн.

Результаты исследования нефтегазообразования и нефтегазонакопления нефти в фундаменте не вписываются в рамки традиционных представлений осадочно-миграционной теории.

Расчеты показали, что генерационный потенциал основной нефтематеринской толщи (олигоцен) не мог обеспечить суммарные запасы нефти в фундаменте Белого Тигра. Предполагается неорганический синтез за счет реакции морской воды с растворенным углекислым газом с железистыми оливинами океанической коры.

Возможно, при дальнейшей активизации геологоразведочных работ на шельфе Вьетнама фундамент станет объектом для поисков в нем нефти и газа.

#### **Нефтегазовое месторождение Панхендел-Хьюгтон (бассейн Анадарко США)**

Занимает центральную и юго-восточную части поднятия Аморилло и обширную моноклинал на западных бортах впадин Анадарко и Додж-сити. Размер месторождения 91x490 км. Продуктивны пермь-пенсильваний (карбон). Покрышка – соленосные отложения перми. Глубина 430–1670 м.

Огромная залежь (2,1 трлн м<sup>3</sup> газа и 191 млн т нефти) приурочена к трещиноватым гранитам риолитам выступа фундамента докембрийского возраста и разнообразным продуктам его разрушения (дресва, аркозы, аркозовые доломиты и др.).

Формирование месторождения не имеет единой интерпретации. Большинство геологов-нефтяников склоняются к тому, что это гидродинамическая ловушка.

Открыто месторождение в 1910–1922 гг., но до сих пор ведется добыча газа из этого месторождения.

Нефть легкая: плотность 0,823. Газ состоит из метана (50–77%), C<sub>2</sub> +высшие – 7–14%, N<sub>2</sub> – 10–41%, He – 0,2–0,9%.

#### **Нефтяное месторождение Ла-Пас (Венесуэлла)**

С зоной разуплотнения фундамента связано месторождение Ла-Пас в Венесуэле, в осадочном чехле которого насчитывается более 300 нефтяных залежей. Притоки нефти зафиксированы и в фундаменте (пункт 1, 9). В разрезе месторождения выделяются

порфириты – эффузивные породы лавового покрова (основные магматические образования) (рис. 13). Глубина залегания фундамента – 460–2440 м (пункт 9). Запасы нефти 124 млн т.

Таким образом, наличие уникальных месторождений УВ в условиях неглубокого залегания фундамента, длительность добычи на многих из них свидетельствует о влиянии глубинных процессов на их формирование.

В этих условиях вертикальная миграция УВ из нижележащих осадочных пород исключена.

**Выводы:**

1. Приуроченность многих уникальных по геологическому строению и запасам УВ месторождений к регионам с развитием магматических и метасоматических процессов, являющихся следствием гидротермального теплопереноса.
2. Наличие температурных аномалий на границе осадочные породы-фундамент; приуроченность к этим границам АВПД.
3. Распространение многочисленных нарушений – путей миграции разогретых флюидов, включая УВ, в осадочную толщу и формирование уникальных месторождений.
4. Быстрота образования УВ скоплений (а не млн.лет, как в осадочно-миграционной теории). Пополнение залежей новыми порциями УВ. Разработка уникальных месторождений 50–80–100 лет, несмотря на активизацию добычи.
5. Масштабность процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, не укладывающаяся в рамки ОМТ.
6. Создание под крупными месторождениями осадочного чехла зон дезинтеграции в фундаменте. Особенности магнитных, магнитно-теллурических, гравитационных и сейсмических полей.
7. Наличие в разрезах месторождений пород, связанных с вулканизмом, метаморфизмом, метасоматизмом. Влияние глубинных процессов на породы фундамента и осадочных пород.
8. Особенности формирования составов нефтей и газов, на которые влияют глубинные процессы.
9. При установленной нефтегазоносности региона необходим анализ покрышки, ловушки, канала перетоков УВ по разрезу. Это факторы традиционных

залежей УВ. Если объект не традиционный, покрышкам и ловушкам не принадлежит главенствующая роль. Примером могут служить некоторые нефтегазоносные комплексы уникальных по запасам нефти месторождения неглубокого залегания фундамента.

10. Открытие и разработка крупных залежей нефти и газа, связанных с гранитоидами фундамента, а также установленная приуроченность макроскоплений УВ к разновозрастным магматическим и метасоматическим породам нефтегазоносных регионов России и мира дают основание рассматривать гранитно-метаморфический фундамент платформ в качестве нового возможного объекта промышленной нефтегазоносности. При этом следует учитывать то, что его генерационный УВ потенциал может в ряде случаев превышать потенциал осадочных отложений чехла.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. Материалы Всероссийской конференции, 22-25 апреля 2008 г. – М.: ГЕОС, 2008.
2. *Краснов С. Г., Хуторской М. Д.* О влиянии интрузий в фундаменте Западно-Сибирской плиты на нефтеносность баженовской свиты. — Докл. АН СССР, 1978, т. 243, № 4.
3. *Федорова Т.А., Бочко Р.А.* Водно-растворимые соли баженовской свиты как критерий выделения зон коллекторов. Геология нефти и газа, №2, 1991.