



## ЭВОЛЮЦИЯ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О СТРОЕНИИ ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА ПРИ ИЗУЧЕНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ НЕДР НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ ЯКУТИИ

В. С. Ситников, Р. Ф. Севостьянова, К. А. Павлова

Институт проблем нефти и газа Якутского научного центра СО РАН, Якутск, Россия

Представлена история развития нефтегазовой отрасли в Республике Саха (Якутия). Показано, что при первых сейсморазведочных работах поиски месторождений осуществлялись исключительно в нижнем течении р. Вилюй. Это позволило выявить в мезозойских отложениях востока Вилюйской синеклизы крупный Хапчагайский газоносный район и открыть целый ряд газовых месторождений. Ловушками на них являются типичные платформенные структуры – брахиантиклинали с углами падения пород первые градусы, без каких-либо следов разрывных тектонических нарушений. Последние прогнозируются здесь ниже по разрезу начиная с кровли перми. Рассмотрены научные представления о ловушках нефти и газа, обнаруженных в разные годы в Западной Якутии в процессе геолого-разведочных работ с периода создания в республике нефтегазовой геофизической службы (1950 г.) и по настоящее время. Показана эволюция представлений о строении ловушек нефти и газа на примере Среднеботуобинского и Верхневилуочанского месторождений в процессе геолого-разведочных работ за счет более полного учета разрывных нарушений и их роли в строении ловушек.

**Ключевые слова:** нефть, газ, ловушка, залежь, месторождение, структура, Западная Якутия, Сибирская платформа.

## EVOLUTION OF CONCEPTS ABOUT THE STRUCTURE OF OIL AND GAS TRAPS IN THE STUDY OF PETROLEUM BEARING SUBSURFACE RESOURCES IN WESTERN YAKUTIA

V. S. Sitnikov, R. F. Sevostyanova, K. A. Pavlova

Institute of Oil and Gas Problems of Yakutsk Scientific Center, SB RAS, Yakutsk, Russia

The article presents the development history of the oil and gas industry in the Republic of Sakha (Yakutia). It is shown that during the first seismic exploration, prospecting for fields was carried out exclusively in the lower reaches of the Vilyui River. These works made it possible to identify the large Khapchagai gas region in Mesozoic deposits in the eastern Vilyui syncline and discover a number of gas fields. Traps on them are typical platform structures - brachyanticlines with first degrees of dips, without any traces of disjunctive tectonic dislocations. The latter are predicted here lower in the section, starting from the Permian top. Scientific concepts of oil and gas traps revealed in various years in Western Yakutia in the course of geological exploration, from the period of initiation of the oil and gas geophysical service in the republic (1950) to the present, are considered. The evolution of concepts of the oil and gas trap structure is shown, using the example of Srednebotuobinskoye and Verkhnevilyuchanskoye fields. This evolution was carried out in the process of geological exploration due to a more complete record-keeping of disjunctive dislocations and their role in the structure of traps.

**Keywords:** oil, gas, trap, accumulation, field, structure, Western Yakutia, Siberian Platform.

DOI 10.20403/2078-0575-2021-1-49-55

Первое в Якутии Усть-Вилюйское газовое месторождение было открыто в 1956 г. в зоне сочленения центрального сектора Предверхоаянского прогиба с восточной зоной Вилюйской синеклизы. Месторождение расположено на Тас-Тумусской площади в устье р. Вилюй, левого притока одной из крупнейших в мире р. Лена. Ловушкой для залежей нефти и газа здесь является небольшая антиклинальная складка (5×3 км), осложняющая центральную, наиболее приподнятую часть аллохтонной пластины, надвинутой в западном направлении.

Этому открытию предшествовали достаточно крупные по объему многолетние (1930–1950 гг.) геолого-разведочные работы на нефть и газ в среднем течении р. Лена. Одной из основных причин длительного отсутствия положительных результатов можно считать проведение указанных исследований при

отсутствии нефтегазовой сейсморазведки, которая обычно выполняется перед глубоким поисковым бурением на перспективных площадях. Долгие годы бурение проводилось здесь практически без уточнений особенностей глубинного строения перспективных территорий, а также без достаточно достоверных представлений о возможных ловушках нефти и газа.

Решению этой проблемы в значительной степени способствовал перевод в 1950 г. в Якутию из Ленинградской области двух сейсморазведочных партий и создание на их основе Якутской комплексной геофизической экспедиции. После этих событий на востоке Вилюйской синеклизы началось планомерное изучение сейсморазведкой МОВ территорий, перспективных на нефть и газ.

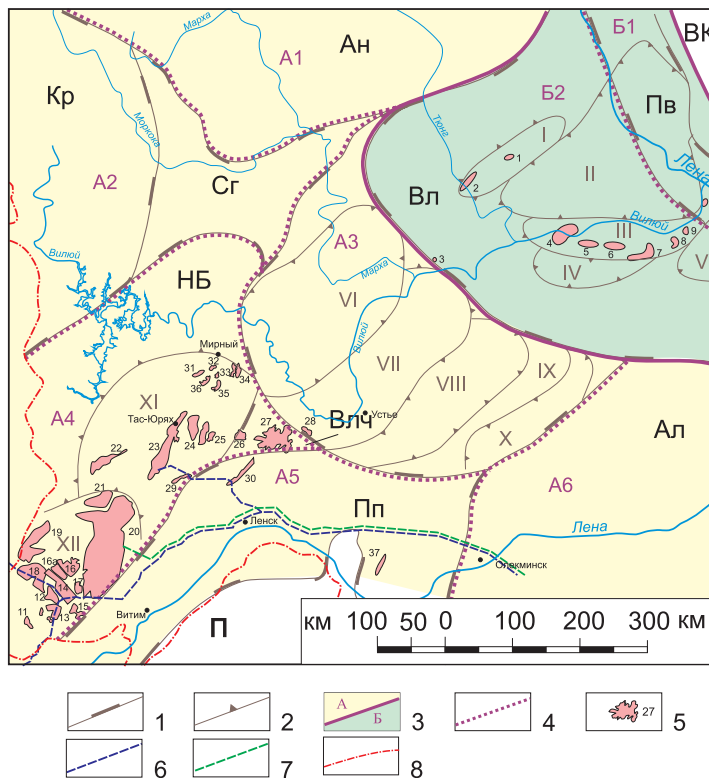
В 1960-х гг. начались сейсморазведочные работы в Нюйско-Джербинской впадине, западной вет-

ви Предпатомского прогиба. По геолого-съёмочным данным здесь выделены и изучены многие десятки локальных антиклинальных структур. На одной из них (Маар-Юряхской складке) в 1967 г. была пробурена первая в этом регионе Мурбайская параметрическая скважина. До проектного горизонта на уровне поверхности кристаллического фундамента скважина не была доведена в связи со многими авариями и осложнениями, в процессе борьбы с которыми были забурены четыре боковых ствола. В последний период бурения было практически неизвестно, в каком из них ведутся работы. После очередной аварии работы были прекращены при положении забоя на глубине примерно 2 км в карбонатных отложениях кембрийского возраста. В верхней части разреза данные бурения в целом не противоречат материалам геологической съёмки о наличии в недрах антиклинальной структуры. Однако вскрытие скважиной многочисленных разрывных нарушений и связанные с ними поглощения промывочной жидкости свидетельствуют о сложном строении недр и возможном наличии здесь нового структурного плана на более значительных глубинах, отличающегося от приповерхностной геологии по характеру дислокаций и типу ловушек [1, 3].

В 1969 г. была заложена вторая параметрическая скважина на северном склоне (в периклинальной части) Среднеботуобинской брахиантиклинали, которая была тогда выделена в этом районе по итогам сейсморазведки МОВ. При опробовании открытого ствола скважины после многих спусков испытателя пластов и получения из различных интервалов разреза притоков пластовой воды с растворенным газом наконец было установлено точное положение продуктивного горизонта в ее разрезе. После очередного внепланового спуска испытателя пластов был зафиксирован приток сухого газа дебитом свыше 300 тыс. м<sup>3</sup>.

В начале 1970-х гг. в непосредственной близости от Среднеботуобинского газового месторождения, открытого на юго-западе Якутии, по сейсморазведочным данным были выделены другие антиклинальные структуры разных размеров (Тас-Юряхская, Верхневилучанская и др.).

Нефтегазоразведчики республики в официальных отчетах, опубликованных статьях и средствах массовой информации рапортовали об открытии в Восточной Сибири нового Ботуобинского нефтегазоносного района. В 1975 г. в научной работе А. Э. Конторовича, Н. В. Мельникова и В. С. Старо-



**Рис. 1.** Обзорная схема Юго-Западной Якутии (сост. В. С. Ситниковым, А. Ф. Сафроновым, С. Ю. Севостьяновым, К. И. Микуленко с использованием материалов СНИИГИМС, ИПНГ СО РАН, ННГК «Саханефтегаз», ОАО «Якутскгеофизика»)

Границы: 1 – надпорядковых тектонических элементов (антеклиз, синеклиз, прогибов, горноскладчатых областей), 2 – структур первого порядка, 3 – нефтегазоносных провинций (А – Лено-Тунгусской, Б – Хатангско-Виллюйской), 4 – нефтегазоносных областей (НГО); 5 – месторождения нефти и газа; 6 – магистральный нефтепровод ВСТО; 7 – магистральный газопровод «Сила Сибири»; 8 – граница Республики Саха (Якутия); *тектонические элементы*: НБ – Непско-Ботуобинская антеклиза, Вл – Виллюйская синеклиза, Ан – Анабарская антеклиза, Кр – Курейская синеклиза, ПП – Предпатомский прогиб, Сг – Сюгдзерская седловина, Влч – Виллючанская седловина, П – Патомская и ВК – Верхояно-Колымская горно-складчатые области; *структуры первого порядка*: I – Логлорский вал, II – Линденская впадина, III – Хапчагайский мегавал, IV – Тангарынская впадина, V – Лунгинско-Келинская впадина, VI – Ыгыаттинская впадина, VII – Сунтарский свод, VIII – Кемпендяйская впадина, IX – Арбайско-Синский мегавал, X – Сарсанский прогиб; XI – Мирнинский выступ, XII – Непско-Пеле-Катангская, А3 – Западно-Виллюйская, А4 – Непско-Ботуобинская, А5 – Предпатомская, А6 – Северо-Алданская, Б1 – Предверхоаянская, Б2 – Виллюйская; *месторождения нефти и газа*: 1 – Андыхлахское ГК, 2 – Среднетюнское ГК, 3 – Нижнетюнское ГК, 4 – Средневиллюйское ГК, 5 – Толонское ГК, 6 – Мастахское ГК, 7 – Соболах-Неджелинское ГК, 8 – Бадаранское ГК, 9 – Нижневиллюйское Г, 10 – Усть-Виллюйское ГК, 11 – Пеледуйское ГК, 12 – Алинское НГК, 13 – Восточно-Алинское НГК, 14 – Талаканское НГК, 15 – Южно-Талаканское НГК, 16 – Северо-Талаканское ГК, 16а – Ленское НГК, 17 – Восточно-Талаканское, 18 – Верхнепеледуйское НГК, 19 – Тымпучиканское НГК, 20 – Чаяндинское НГК, 21 – Бюкское ГК, 22 – Илгычахское ГК, 23 – Среднеботуобинское НГК, 24 – Тас-Юряхское НГК, 25 – Бес-Юряхское Г, 26 – Иктехское НГК, 27 – Верхневиллючанское НГК, 28 – Виллюйско-Джербинское Г, 29 – Хотого-Мурбайское Г, 30 – Отраднинское ГК, 31 – Маччобинское НГК, 32 – Иреляхское НГК, 33 – Северо-Нелбинское ГК, 34 – Станахское НГ, 35 – Нелбинское НГК, 36 – Мирнинское НГ, 37 – Бысахтахское ГК



сельцева впервые была обоснована и выделена новая Непско-Ботуобинская антеклиз и одноименная нефтегазоносная область [5].

Обширную сводовую часть указанной антеклизы осложняют крупные структуры первого порядка – Мирнинский выступ и Непско-Пеледуйский мегасвод. Потенциальные антиклинальные ловушки (Среднеботуобинская и др.) расположены в основном в пределах Мирнинского выступа и вблизи от него (рис. 1).

### Эволюция представлений о ловушках нефти и газа

Непско-Ботуобинская антеклиз с установленной промышленной нефтегазоносностью расположена на юго-западе республики, где давно выделялась обширная область сочленения Сибирской платформы с Предбайкальским (ныне Предпатомским) прогибом и далее к востоку с Патомской горно-складчатой системой (см. рис. 1).

Здесь по аналогии с Вилюйской НГО при изучении указанных структур в первые годы рассматривался лишь пликвативный вариант изучаемых дислокаций положительной формы (антиклинали); возможные разрывы, как правило, не выделялись и не изучались. Априорно, но с учетом методических требований и указаний, принятых ранее во всероссийской практике геолого-разведочных работ на нефть и газ, считалось, что в платформенных условиях, когда углы наклона пластов пород в пределах рассматриваемых ловушек не превышают первых градусов, разрывных нарушений в принципе не может быть никогда. В действительности реальное распределение тектонических напряжений и деформаций в недрах в условиях древних толщ оказалось иным и гораздо более сложным, чем в слабо уплотненных мезозойских отложениях Вилюйской синеклизы.

В начальный период изучения Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения глубоким бурением какие-либо разрывные нарушения на дежурных структурных картах, намеченных ранее по данным сейсморазведки МОВ, отсутствовали. После бурения небольшого количества поисковых скважин был произведен оперативный подсчет запасов газа при сугубо пликвативном варианте строения залежей, где рассматривались две газовые залежи – в кровле вендского терригенного комплекса (ботуобинский горизонт) и в карбонатных отложениях раннего кембрия (осинский горизонт). Суммарные запасы газа категории  $C_2$  по двум залежам Среднеботуобинского месторождения превысили 1 трлн  $m^3$ .

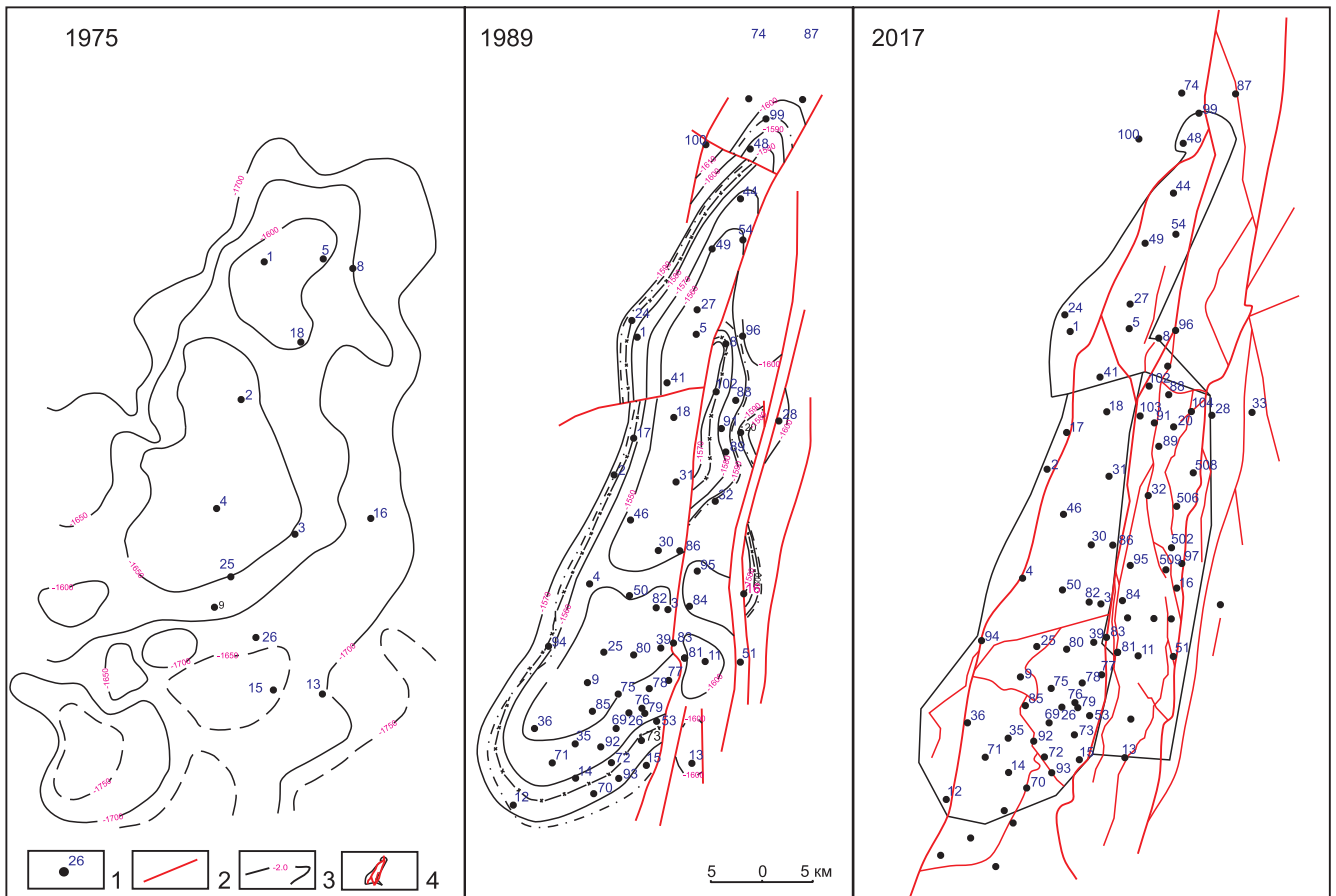
По мере бурения новых скважин эти оценки были уточнены. Запасы газа, оперативно учтенные для осинской залежи в 1970-х гг., в процессе дальнейшей разведки были исключены из Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации в связи с исключительно высокой сложностью строения, обусловленной наличием на гипсометрическом уровне залежи крупного магма-

тического тела трапповой формации и многочисленных разрывных тектонических нарушений.

На структурных картах и подсчетных планах Среднеботуобинского месторождения разрывы на уровне ботуобинского продуктивного горизонта стали выделять несколько позже, по мере сгущения сети поисково-разведочных скважин. При установлении в соседних скважинах, незначительно удаленных друг от друга, существенного различия в глубинах залегания ботуобинских коллекторов (до 20 м), необходимость учета влияния разрывных тектонических нарушений на строение газовой залежи с крупной нефтяной оторочкой стало очевидной. В 1980 г. (к времени защиты запасов газа в ГКЗ в ботуобинской залежи Среднеботуобинского НГКМ) они составили по категории  $C_1$  менее 200 млрд  $m^3$ . Было установлено блоковое строение газовой залежи и подстилающей ее крупной нефтяной оторочки, разделенных многими тектоническими разрывами. Отдельные фрагменты структуры, особенно на ее восточном склоне, соответствуют понятию «битая тарелка», широко известному в мировой практике работ на нефть и газ (рис. 2) [2].

Интенсивной раздробленности различных интервалов разреза на юго-западе Якутии, наряду с тектоническим фактором, в значительной мере способствовал литолого-стратиграфический состав осадочного чехла. По результатам многолетних работ на нефть и газ на этой территории четко фиксируется многоярусное строение осадочного чехла, состоящее в основном из терригенно-карбонатных отложений венда и чередующихся карбонатно-галогенных толщ кембрия. Мощность солей в разрезе венда достигает 150 м, кембрия – 800 м и более. После крупнейшего стратиграфического перерыва (с ордовика по триас включительно) выше по разрезу залегают песчано-глинистые отложения нижней юры (100–200 м). В районах вблизи р. Лена и далее к юго-востоку, в пределах зоны сочленения Сибирской платформы и Патомской горно-складчатой системы в низах осадочного разреза присутствуют мощные рифейские отложения, имеющие в основном карбонатный состав и содержащие маломощные терригенные прослои. Последние играют роль базальных горизонтов, залегающих в основании крупных седиментационных циклов. Общая мощность осадочного чехла резко увеличивается в восточном направлении в сторону Патомского нагорья.

До середины 1980-х гг. преобладали научные представления об унаследованном субпараллельном соотношении структурных планов по всему разрезу, т. е. от подошвы осадочного чехла до дневной поверхности включительно. Исходя из таких представлений чаще всего выбирался один целевой горизонт, по другим отражения фиксировались лишь частично. В итоге при разработке модели ловушки, контролирующей прогнозируемое месторождение нефти и (или) газа, при отсутствии данных бурения и возможности в полной мере использовать их



**Рис. 2.** Эволюция представлений о строении ловушек нефти и газа на Среднеботубинском нефтегазоконденсатном месторождении

1 – глубокие скважины, пробуренные в разные годы изучения Среднеботубинского НГКМ; 2 – разрывные тектонические нарушения по состоянию на разные годы изучения; 3 – изогипсы отражающего сейсмического горизонта КВ (1975 г.); 4 – границы блоков в строении залежей Среднеботубинского НГКМ (2017 г.)

в комплексе с материалами сейсморазведки анализ последних осуществлялся сугубо предварительным и лишь по одному или двум стратиграфическим уровням или интервалам. Другие части разреза оставались неизученными.

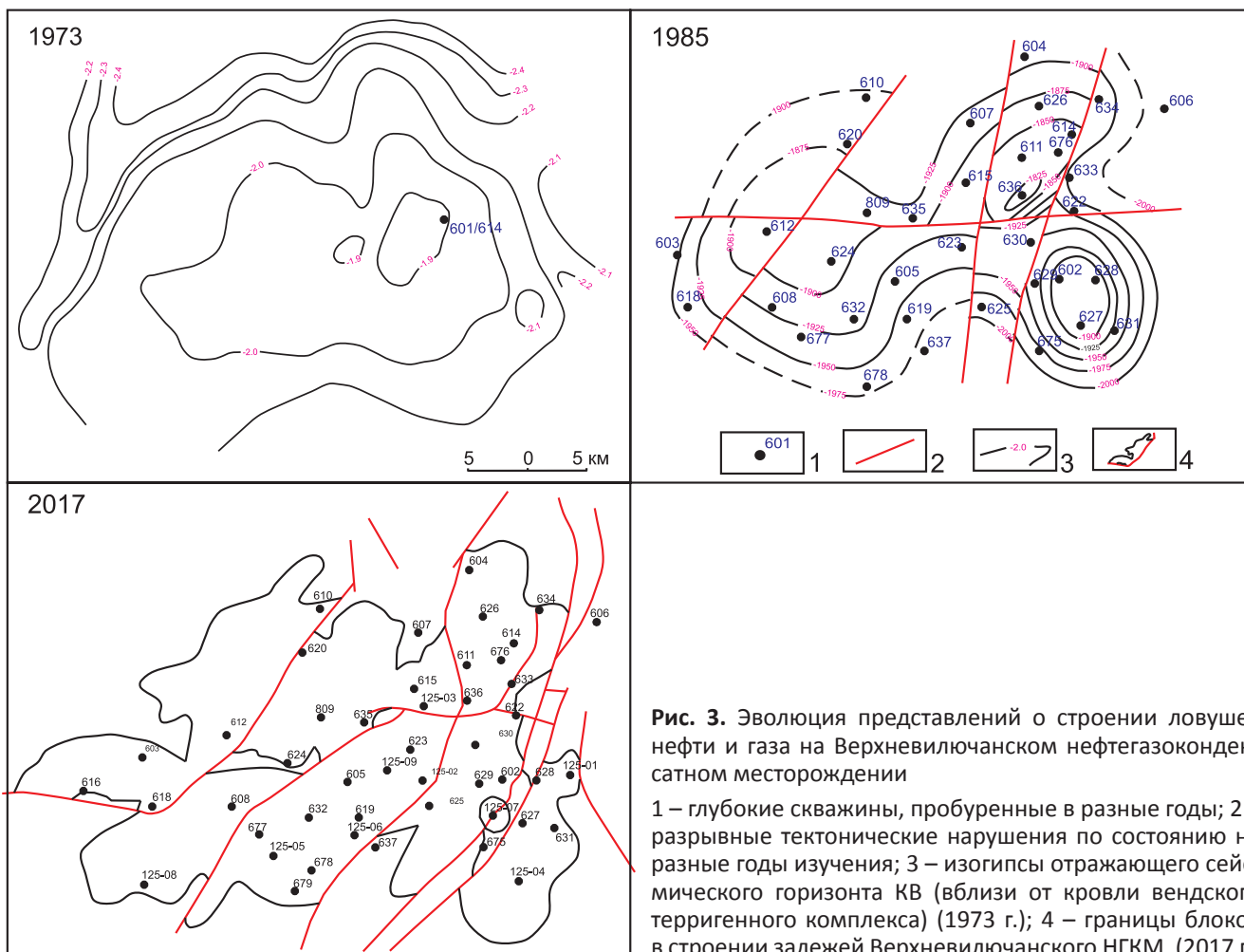
Ситуация на месторождениях изменялась и существенно уточнялась по мере бурения новых глубоких скважин. В качестве примера можно привести историю открытия и изучения антиклинальной ловушки, контролирующей Верхневилючанское нефтегазоконденсатное месторождение и все залежи в его составе.

В тектоническом отношении указанная антиклинальная складка находится в пределах Вилючанской седловины, разделяющей Непско-Ботубинскую антеклизу и Вилюйскую синеклизу [4]. На схемах нефтегазогеологического районирования ловушка расположена в краевой восточной части Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (см. рис. 2); в начале 1970-х гг. она была включена в фонд структур, выявленных сейсморазведкой на рассматриваемой территории. Судя по площади, установленной в рамках последней замкнутой изогипсы (свыше 2 тыс. км<sup>2</sup>), по состоянию фонда выявленных структур на 01.01.1973 г. эта складка была самой крупной перспективной ловушкой, способ-

ной контролировать крупнейшее месторождение углеводородного сырья (рис. 3).

Первая поисковая скв. 601, заложенная в северо-восточной присводовой части Верхневилючанской структуры, оказалась в итоге аварийной. Проходка была прекращена после вскрытия верхней части разреза и интенсивного газового выброса. Пробуренная вблизи скважина – дублер скв. 614 – вскрыла весь осадочный чехол без аварийных выбросов газа [2]. Было установлено, что мощность терригенно-карбонатных отложений венда увеличилась (от 300 м на Верхневилючанском НГКМ до 500 м и более на Среднеботубинском). Значительно изменился характер вендских терригенных отложений, где преобладают глинистые разности, на фоне которых выделяются невыдержанные линзовидные пласты газоносных песчаников (харыстанский горизонт).

В первые годы поискового бурения интерпретация результатов работ производилась исключительно на основе пликативной модели при полном отсутствии разрывных тектонических нарушений. Тогда же выяснилось, что перспективы нефтегазоносности вендских терригенных отложений на Верхневилючанской площади в связи с указанными литологическими условиями и отсутствием регионально выдержанных песчаных коллекторов оце-



**Рис. 3.** Эволюция представлений о строении ловушек нефти и газа на Верхневилучанском нефтегазоконденсатном месторождении

1 – глубокие скважины, пробуренные в разные годы; 2 – разрывные тектонические нарушения по состоянию на разные годы изучения; 3 – изогипсы отражающего сейсмического горизонта КВ (вблизи от кровли вендского терригенного комплекса) (1973 г.); 4 – границы блоков в строении залежей Верхневилучанского НГКМ, (2017 г.)

ниваются невысоко. Одновременно стало известно о получении притоков газа и нефти в ряде скважин из юрасского карбонатного горизонта. Этот горизонт залегает в кровле вендского комплекса непосредственно под осинским карбонатным горизонтом раннего кембрия, регионально распространенным на юге Сибирской платформы. В итоге юрасский продуктивный горизонт стал изучаться на Верхневилучанском НГКМ в качестве базового. Для объяснения различной насыщенности карбонатных коллекторов в соседних скважинах вновь начали использовать модель блокового строения изучаемых нефтегазовых залежей. Блоки с разной насыщенностью разделены экранами в виде разрывных тектонических нарушений. Так, по состоянию на 1985 г. на месторождении условно было выделено одно продольное нарушение и три поперечных. Для уточнения положения разрывов-экранов на месторождении периодически проводились небольшие объемы дополнительных работ МОГТ-2D.

В 2015 г. (к времени передачи Верхневилучанского НГКМ в недропользование для доразведки и начала промышленной эксплуатации) на подсчетном плане запасов УВ по юрасскому карбонатному горизонту уже выделялось множество разрывных нарушений различной формы и протяженности. Вместе с ними появились неопределенности в пла-

не их морфогенетической типизации. Особо следует отметить, что проблема выяснения степени проницаемости или гидрогеологической закрытости разрывных нарушений все еще находится в начальной степени изучения.

В 1970–1980-е гг. обобщением и анализом результатов геолого-разведочных работ на нефть и газ в Якутии наряду со специалистами Мурбайской геофизической и Среднеденской нефтегазоразведочной экспедиций активно занимались сотрудники многих научных институтов, проводивших исследования на Сибирской платформе (СНИИГГиМС, ВНИГРИ, ВостСибНИИГГиМС, ИГИРГИ, ВНИГНИ и др.). В отношении Верхневилучанского месторождения несомненный интерес представляют, в частности, научные представления исследователя из ВНИГРИ А. С. Ковтуна, изучавшего вопросы трещиноватости древних толщ Западной Якутии. Он обратил внимание на закономерную выдержанность и повторяемость ориентировок осевых линий отдельных антиклинальных структур, их групп и зон в региональном плане прогиба, отделяющего платформу от Патомского нагорья. Как уже было отмечено, в районе Верхневилучанского НГКМ, расположенного в краевой части Сибирской платформы к северу от указанного прогиба, древний структурный план перекрыт маломощными нижнеюрскими отложениями.



ями. К югу от площади их сплошного распространения (в Предпатомском прогибе) эти закономерности четко фиксируются на дневной поверхности по данным геолого-съёмочных и маршрутных научных исследований. Во ВНИГРИ было предложено сохранить установленную в прогибе закономерную ориентировку тектонических зон с существенным преобладанием северо-восточного простирания структурных форм и разделяющих их разрывных тектонических нарушений, а также распространить ее на территорию рассматриваемого месторождения, где они перекрыты наложенным комплексом нижнеюрских отложений. Реализация этой рекомендации, несомненно, способствовала повышению эффективности работ по обобщению и анализу новых данных сейсморазведки и глубокого бурения и, в частности, повышению достоверности оценки запасов газа и нефти Верхневилучанского НГКМ в рамках выполнения мегапроекта XXI в. – нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан».

В начале второй половины 1980-х гг. при сейсморазведочных работах на северном борту Нюйско-Джербинской впадины, приуроченной к западной ветви Предпатомского прогиба, были получены достоверные материалы о наличии среди других разрывных тектонических нарушений дизъюнктивных дислокаций надвигового типа. После многолетних исследований по прослеживанию в региональном плане отражений по сейсмическим профилям разных лет была обоснована надвиговая модель тектоники Предпатомской НГО [6].

В свете указанных данных мощность осадочного чехла на рассматриваемой территории значительно увеличилась за счет появления в разрезе крупного аллохтонного комплекса отложений. Усложнение структурного плана сопровождалось расширением перечня дизъюнктивных дислокаций и их морфогенетических типов. Установлено, что в упрощенном виде с охватом лишь верхней части разреза надвиговые дислокации распространились также к северу в глубь внешней краевой части Сибирской платформы.

Таким образом, структуры, выявленные на рассматриваемой территории сначала в виде простой антиклинальной структуры и включенные в перечень перспективных объектов, после изучения глубоким бурением непременно будут иметь гораздо более сложное строение, чем по первым сейсморазведочным данным: будут учтены разрывные нарушения различных генетических типов. В более изученном и уточненном варианте модель ловушки будет иметь смешанный пликративно-дизъюнктивный характер.

## Выводы

1. Приведенные данные по эволюции представлений о ловушках нефти и газа на нефтегазовых территориях Западной Якутии (от выявления перспективной структуры и дальнейшего процесса длительного изучения вплоть до откры-

тия месторождения, ее детализации и многократного уточнения) в целом свидетельствуют о том, что в геологических условиях древней Сибирской платформы почти нет ловушек нефти и газа простого строения.

2. Наиболее сложным строением характеризуются древние отложения (кембрий, венд, рифей). При выявлении потенциальных ловушек нефти и газа в этих отложениях следует ориентироваться на наличие и разработку пликративно-дизъюнктивных моделей.

3. Имеющиеся данные о достаточно высокой тектонической активности отдельных блоков и разделяющих их разрывных тектонических нарушений существенно повышают степень неопределенности при оценке надежности ловушки и гидрогеологической закрытости недр в целом [7].

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Берзин А. Г., Архипова Т. А. О направлениях исследований юго-западных территорий Республики Саха (Якутия) для ускоренного наращивания углеводородного сырья в связи с реализацией мегапроектов // Вестн. Якут. гос. ун-та. – 2010. – Т. 2, № 2. – С. 28–33.

2. Геология и геохимия нефтей северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы / А. А. Ануприенко, В. Е. Бакин, Е. И. Бодунов и др. – Якутск: ЯНЦ, 1989. – 126 с.

3. Геология и нефтегазовый потенциал юго-запада Якутии: реалии и перспективы / В. С. Ситников, И. А. Бурова, И. А. Кушмар и др.; под ред. В. С. Ситникова, О. М. Прищепы. – СПб.: ВНИГРИ, 2014. – 436 с.

4. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 420 с.

5. Конторович А. Э., Мельников Н. В., Старосельцев В. С. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1975. – С. 4–21.

6. Сереженков В. Г., Ситников В. С., Аржаков Н. А. Надвиговая тектоника Предпатомского прогиба // Геология нефти и газа. – 1996. – № 9. – С. 4–10.

7. Ситников В. С., Спектор В. Б. Новейшая тектоника нефтегазоносных территорий на юго-западе Якутии // Тихоокеанская геология. – 2004. – Т. 23, № 6. – С. 45–54.

## REFERENCES

1. Berzin A.G., Arkhipova T.A. [The research of south-western areas of the Sakha Republic (Yakutia) for acceleration of the building of hydrocarbon raw materials in connection with the implementation of megaprojects]. *Vestnik Yakutskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2010, vol. 7, no. 2, pp. 28–33. (In Russ.).

2. Anuprienko A.A., Bakin V.E., Bodunov Ye.I., et al. [Geology and geochemistry of oils in the north-eastern



part of the Nepa-Botuoba anticline]. Yakutsk, YaNTs Publ., 1989. 126 p. (In Russ.).

3. Sitnikov V.S., Burova I.A., Kushmar I.A., et al. *Geologiya i neftegazovyy potentsial yugo-zapada Yakutii: realii i perspektivy* [Geology and oil and gas potential of the southwestern territories of the Republic of Sakha (Yakutia): realities, prospects, forecasts]. Saint Petersburg, VNIGRI Publ., 2014. 436 p. (In Russ.).

4. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A., eds. *Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy* [Petroleum geology of the Siberian Platform]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 420 p. (In Russ.).

5. Kontorovich A.E., Melnikov N.V., Staroseltsev V.S. [Petroleum provinces and regions of the Siberian Platform]. *Geologiya i neftegazonosnost Sibirskoy platformy* [Geology and petroleum potential of the Siberian Platform]. Novosibirsk, SNIIGiMS Publ., 1975, pp. 4–21. (In Russ.).

6. Serezhenkov V.G., Sitnikov V.S., Arzhakov N.A. [Shifting tectonics of the Predpatom]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1996, no. 9, pp. 4–10. (In Russ.).

7. Sitnikov V.S., Spektor V.B. [Neotectonics of oil and gas territories in south-western Yakutia]. *Tikhookeanskaya geologiya – Russian journal of Pacific Geology*, 2004, vol. 23, no. 6, pp. 45–54. (In Russ.).

© В. С. Ситников, Р. Ф. Севостьянова, К. А. Павлова, 2021