

## НЕФТЕНОСНОСТЬ НИЖНЕМЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ХАПЧАГАЙСКОГО МЕГАВАЛА ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

**А.Ф. Сафронов, А.И. Сивцев, В.Б. Черненко\***

*Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия*

*\* ОАО «Сахатранснефтегаз», 677027, Якутск, ул. Кирова, 18, Россия*

На основе анализа всей доступной геолого-геофизической и промышленной информации по ряду открытых еще в 60-х годах прошлого столетия газоконденсатных месторождений (ГКМ) в пределах Хапчагайского мегавала (Вилуийская синеклиза Сибирской платформы) показано наличие нефтяных оторочек — в нижнетриасовых отложениях: горизонт  $T_1$ -III на Средневилуийском и Толонском газоконденсатных месторождениях, горизонт  $T_1$ -X на Мастахском газоконденсатном месторождении; в нижнеюрских отложениях: горизонт  $J_1$ -I,  $J_1$ -II на Мастахском газоконденсатном месторождении. Запасы в этих оторочках по категории  $C_3$  оцениваются в несколько десятков миллионов тонн нефти. Полученные результаты позволяют сделать вывод о потенциальной нефтеносности нижнемезозойских отложений не только Вилуийской синеклизы, но и Лено-Вилуийской нефтегазоносной провинции в целом, которая в обобщающих сводках всегда характеризовалась как газоносная.

*Вилуийская синеклиза, нефтепроявления, нефтяная оторочка.*

## OIL POTENTIAL OF THE LOWER MESOZOIC DEPOSITS OF THE KHAPCHAGAI MEGASWELL OF THE VILYUI SYNECLISE

**A.F. Safronov, A.I. Sivtsev, and V.B. Chernenko**

Analysis of all available geological, geophysical, and field data on some gas condensate fields discovered within the Khapchagai megaswell (Vilyui syncline of the Siberian Platform) as early as the 1960s shows the presence of oil rims in Lower Triassic (horizon  $T_1$ -III in the Srednevilyuiskoe and Tolonskoe gas condensate fields and horizon  $T_1$ -Kh in the Mastakhskoe gas condensate field) and Lower Jurassic (horizons  $J_1$ -I and  $J_1$ -II in the Mastakhskoe gas condensate field) deposits. The  $C_3$  oil reserves in these rims are estimated at several tens of millions of tons of oil. The results are indicative of the oil potential of the Lower Mesozoic deposits not only of the Vilyui syncline but also of the Lena–Vilyui petroliferous province as a whole, which was always characterized as a gas-bearing province in summary reports.

*Oil shows, oil rim, Vilyui syncline*

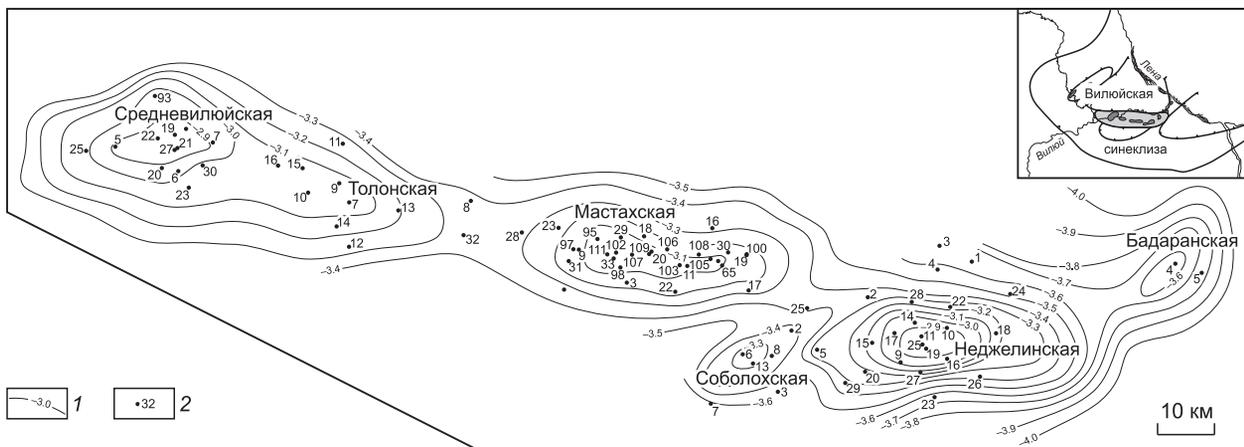
### ВВЕДЕНИЕ

В 60-х годах прошлого столетия в пределах Хапчагайского мегавала Вилуийской синеклизы (Сибирская платформа) были открыты Средневилуийское, Мастахское, Толонское и другие газоконденсатные месторождения. В тот период Министерством геологии РСФСР планы прироста по нефти на этих объектах не ставились. В процессе проведения разведочных буровых работ на площадях Хапчагайского мегавала отмечались различные по масштабам нефтепроявления в верхнепермских, нижнетриасовых, нижнеюрских отложениях, однако во всех официальных заключениях и обобщающих сводках отмечалось, что возможные нефтяные оторочки не имеют промышленного значения [Лено-Вилуийская..., 1969; Геология..., 1981].

Первые выводы о возможной промышленной ценности нефтяных оторочек юрских залежей Мастахского ГКМ были сделаны в 1973—1975 гг. проектировщиками «ВНИПИГаздобычи». В процессе ОПЭ скв. № 53 на Мастахском месторождении в эксплуатационный период 1973—1975 гг. были получены дебиты нефти до 12 м куб./сут. Было предложено доизучить залежь и поставить на государственный баланс запасы нефти. Однако в те годы сложилась критическая ситуация с газоснабжением г. Якутск, Мастахское месторождение было введено в разработку и предложение «ВНИПИГаздобычи» по оценке промышленной значимости нефтяной оторочки на этом месторождении не было реализовано.

### ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Хапчагайский мегавал является крупнейшей положительной структурой в осевой части Вилуийской синеклизы, которая, в свою очередь, является наиболее крупной отрицательной структурой востока Сибирской платформы.



**Рис. 1. Структурный план Хапчагайского мегавала по отражающему горизонту ТП.**

1 — изолинии отражающего горизонта ТП, 2 — скважины и их номер.

Мегавал протягивается в субширотном направлении более чем на 200 км, ширина его составляет 40—50 км. В своде мегавала резко сокращена толщина нижнемелового разреза, и его амплитуда по подстилающим отложениям достигает 1—2 км. В поперечном сечении вал асимметричен за счет более глубокого погружения северного крыла в сторону Линденской впадины. Западный контур его дан по восточной границе глубокого прогиба, существующего между мегавалом и Тюкян-Чебыдинской моноклиналью, а восточный определяется седловиной, отделяющей его от Китчанского выступа. Градиент падения пород на крыльях вала составляет до 30 м на 1 км.

Глубоким бурением вскрыты нижнемеловые, юрские, триасовые, пермские и верхняя часть каменноугольных отложений. На настоящем уровне изученности установлена промышленная газоносность позднепалеозойских и нижнемезозойских отложений.

Мегавал осложнен рядом крупных локальных структур — Средневилейской, Толонской, Мастахской, Соболюх-Нежделинской и Бадаранской, которые четко располагаются по осевой части мегавала. На рис. 1 представлен структурный план Хапчагайского мегавала по отражающему горизонту ТП, приуроченному к границе пермских и триасовых отложений.

Все эти локальные структуры относятся к брахиантиклинальному типу, размеры которых по длинной оси достигают 34 км, по короткой — до 22 км.

В разной степени эти структуры осложнены куполовидными небольшими поднятиями, разрывными нарушениями разной амплитуды, часто влияющими на положение газожидкостных контактов. Порой эти структуры отделяются друг от друга относительно неглубокими седловинами, что позволяет, например, объединить Средневилейскую, Толонскую и Мастахскую структуры в единое валообразное поднятие, в свою очередь, осложняющее Хапчагайский мегавал. Эта же особенность структурного плана Толонской и Мастахской структур обусловила объединение залежей, контролируемых этими структурами, которое иногда выделяется как единое Толон-Мастахское месторождение, а Нежделинскую и Соболюхскую структуры в единое Соболюх-Нежделинское месторождение с Люксюгунской структурной террасой. Характерной особенностью всех этих локальных структур является практически полное совпадение структурных планов по нижнемезозойским и позднепалеозойским отложениям [Сафонов, 2001].

Всего в период с 1963 г. на локальных структурах Хапчагайского мегавала было пробурено 218 глубоких скважин, в том числе — 25 поисковых, 116 разведочных и 77 эксплуатационных, которыми был вскрыт разрез, сложенный нижнемеловыми, юрскими, триасовыми, пермскими и верхнекаменноугольными отложениями.

Разрез представляет собой толщу неравномерного переслаивания исключительно терригенных пород — песчаников, алевролитов и аргиллитов (в верхних частях разреза уплотненными глинами). При этом отдельные части разреза характеризуются преобладанием того или иного типа пород (например, существенно глинистые — нежделинская, монумская свиты нижнего триаса, тоарская пачка, существенно песчаные — таганджинская нижнего триаса, тулурская средневерхнетриасового возраста свиты).

Бурение скважин обычно осуществлялось с использованием глинистых растворов (чаще всего это были естественные глинистые суспензии с добавлением смеси бентонитовой и местной нюрбинской

глины), обработанных углещелочным реагентом и утяжеленным баритом. При разбуривании юрских и меловых отложений применялся глинистый раствор с низкой водоотдачей и плотностью 1.14—1.16 г/см<sup>3</sup>. Более глубокие горизонты нижнего триаса и перми вскрывались глинистым раствором с другими параметрами. Этот глинистый раствор имел следующие параметры: удельный вес до 1.25—1.30 г/см<sup>3</sup>, условная вязкость 40—48 с (вязкость, определенная при помощи стандартного целевого вискозиметра СПВ-5), водоотдача 5—6 см<sup>3</sup> за 30 мин, содержание твердой фазы 2—3 %.

На наш взгляд, применение глинистых растворов на пресной воде при вскрытии нефтенасыщенных пластов в условиях Хапчагайского мегавала сопровождалось образованием в зоне проникновения фильтрата глинистого раствора стойких водонефтяных эмульсий. Если еще добавить явление разбухания под воздействием пресной воды монтмориллонитов и смешанослойных минералов, слагающих глинистый цемент нефтенасыщенных пород [Сафронов и др., 1982], то маломасштабные проявления нефти в ряде скважин разведочных площадей Хапчагайского мегавала получают свое объяснение. Снижение фильтрационных свойств пласта в призабойной зоне в результате воздействия глинистых растворов на водной основе являлось мультипликативным эффектом воздействия твердой фазы и проникновением фильтрата. Если принять, что толщина зоны проникновения твердой фазы бурового раствора меньше глубины перфорационных каналов, то этот фактор существенно не влияет на продуктивность пласта. Доминирующей причиной, снижающей продуктивность пласта, является формирование в призабойной зоне пласта (ПЗП) блокирующей завесы из разбухающих глинистых минералов и водонефтяных эмульсий. Степень снижения продуктивности коллектора возрастает, при прочих равных условиях, с ухудшением ФЕС пород-коллекторов. Это легко объяснить тем, что степень катагенетической преобразованности глинистых минералов в испытываемом интервале близка, что обуславливает близкие масштабы разбухания глинистых минералов. Отсюда, равный объем разбухания последних займет относительно большую долю объема свободных пор и каналов в породе с более низкими ФЕС.

В известной степени эта ситуация напоминала более поздние события на Среднеботуобинском НГКМ (Непско-Ботуобинская антеклиз, Сибирская платформа), которое почти 10 лет разведывалось как газовое с нефтяной оторочкой, не имеющей промышленного значения. Продуктивный ботуобинский горизонт вскрывался глинистым раствором на пресной основе, и только переход на буровые растворы на углеводородной основе подтвердил промышленное значение нефтяной оторочки на этом месторождении. В отличие от пород-коллекторов перми и триаса Хапчагайского мегавала песчаники ботуобинского горизонта характеризуются более высокими ФЕС и практически лишены глинистого цемента, но образовавшиеся в ботуобинских песчаниках в ПЗП стойкие водонефтяные эмульсии увеличивали гидродинамическое сопротивление в межпоровых каналах и резко снижали дебиты нефти (не более первых десятков кубов в сутки). Вскрытие ботуобинских песчаников растворами на углеводородной основе привело к устойчивым дебитам практически до 200 кубометров нефти в сутки.

## ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЙ

В процессе испытаний на рассмотренных разведочных площадях Хапчагайского мегавала (Средневилюйская, Толонская, Мастахская) было зафиксировано более 60 нефтепроявлений разного масштаба — от пленок нефти в фильтрах буровых растворов, технических и пластовых водах до прямых притоков от первых литров до нескольких десятков кубометров в сутки.

Статистически наибольшее количество нефтепроявлений зафиксировано в скважинах Мастахской площади.

На Мастахской структуре достаточно четко прослеживается локализация нефтепроявлений к куполам, осложняющим структуру: на восточном блоке нефтепроявления, приуроченные к горизонту Т<sub>1</sub>-Х (скв. 52, 107, 118), к горизонту Т<sub>1</sub>-Хб (скв. 30, 118), к горизонту Т<sub>1</sub>-Ха (скв. 75, 107), к горизонту -J<sub>1</sub>-I (скв. 53, 60, 63), к горизонту J<sub>1</sub>-II (скв. 72, 76, 77); на западном приподнятом тектоническом блоке — к горизонту Т<sub>1</sub>-I (скв. 102), к горизонту Т<sub>1</sub>-II (скв. 102) горизонт J<sub>1</sub>-II.

Максимальный приток был получен в скв. № 118 Мастахской площади, восточный купол восточного поднятия. Эксплуатационная скв. № 118 расположена в присводовой части восточного купола Мастахской брахиантиклинали. В этой скважине из горизонта Т<sub>1</sub>-Х был получен промышленный приток газа, нефти и конденсата. Дебит газа 500 тыс. м<sup>3</sup>/сут, нефти 35 м<sup>3</sup>/сут, конденсата 19—22 м<sup>3</sup>/сут.

На Средневилюйской площади в горизонте Т<sub>1</sub>-III нефтепроявления локализуются на западной периклинали структуры и юго-западной части структуры (скв. 5, 12, 13, 25, 89), в наиболее приподнятой центральной части структуры (скв. 1, 3), на восточной периклинали структуры (скв. 7, 11). На этой же структуре, в вышележащем горизонте Т<sub>1</sub>-II, нефтепроявления зафиксированы только на западной периклинали этой брахиантиклинали (скв. 10, 17).

На Толонской площади нефтепроявления в основном приурочены к горизонту Т<sub>1</sub>-III, которые зафиксированы в скв. № 4 и 16 (западный купол) и на восточной периклинали восточного купола струк-

туры (скв. № 2 и 7). Кроме того, нефтепроявления зафиксированы в скв. № 6 и 7 (горизонт  $T_1-X$ ) в скв. № 4 и 7 в горизонте  $T_1-II$ .

Физико-химические характеристики, групповой и фракционный состав нефтей и особенности их изменения по разрезу подробно изложены в коллективной монографии [Каширцев и др., 2009].

Анализ имевшихся в нашем распоряжении геолого-геофизических данных и распределение нефтепроявлений в нижнемезозойских отложениях Хапчагайского мегавала позволяет выделить на данное состояние изученности следующие потенциальные нефтяные оторочки:

– Средневилюйская брахиантиклиналь по продуктивному горизонту  $T_1-III$ ;  
– западный и восточный купола опущенного блока Мастахской структуры по продуктивному горизонту  $J_1-I,II$ ;

- восточный купол Мастахской структуры по продуктивному горизонту  $T_1-X$ ;
- западный купол опущенного блока Мастахской структуры по горизонту  $T_1-X$ ;
- западный купол приподнятого блока Мастахской структуры по горизонту  $T_1-X$ ;
- Толонская брахиантиклиналь по продуктивному горизонту  $T_1-III$ .

Оценка запасов жидких углеводородов в предполагаемых нефтяных оторочках осуществлена традиционным объемным методом с двумя допущениями в подсчетных параметрах.

Первое допущение — поскольку специальных исследований по определению нефтенасыщенности по понятным причинам в процессе поисково-разведочных работ не проводилось, то для оценки запасов условно был принят коэффициент нефтенасыщенности 41 %, так как при нефтенасыщенности меньше 40 % погрешность определения этого коэффициента методами ГИС превышает 50 %.

Второе допущение — пересчетные коэффициенты для триасовых и юрских нефтей определены теоретически с учетом растворимости газа в нефти и поправок на пластовые условия.

**Нефтяная оторочка горизонта  $T_1-III$  Средневилюйской структуры** — приурочена к газовой залежи горизонта  $T_1-III$ , являющейся крупнейшей по запасам на Средневилюйском ГКМ. Залежь сводовая, пластовая с элементами литологического контроля [Сафронов, 2001].

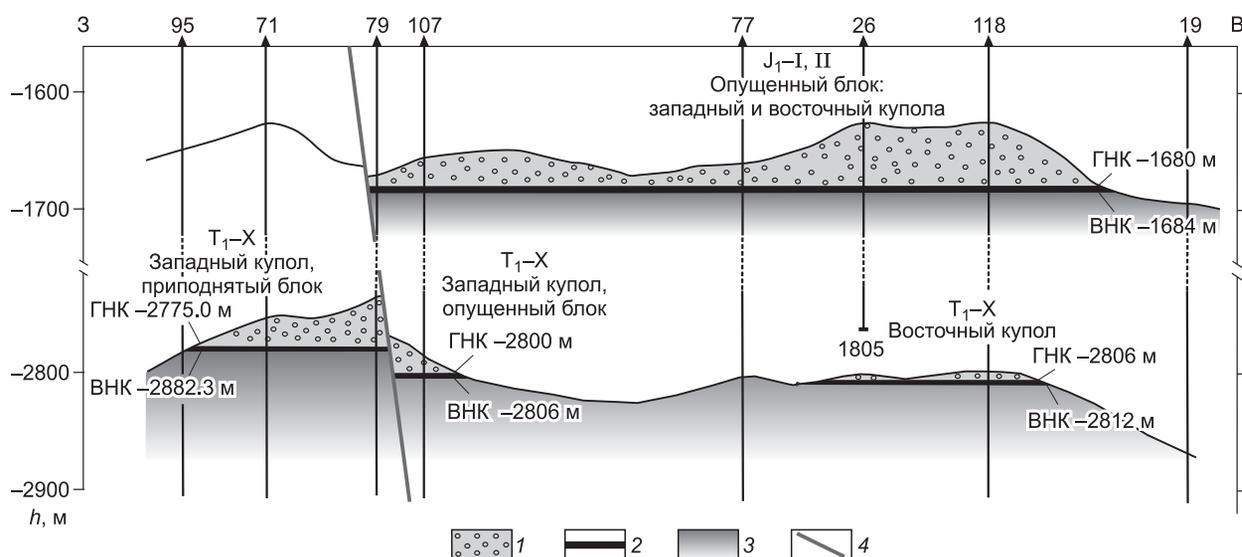
Нефтяная оторочка располагается по всему периметру Средневилюйской брахиантиклинали. На наш взгляд, она вскрыта скважинами № 5, 11, 12, 13, 25, 90. Внешний контур нефтеносности ограничивается изогипсой — 2480 м, а внутренний — изогипсой — 2474 м. Значительная часть оторочки расположена в подгазовой зоне. На состояние этой оторочки, несомненно, оказала влияние разработка газовой части залежи. К настоящему времени пластовое давление в газовой части залежи горизонта  $T_1-III$  составляет 87—96 % от начального. Падение  $P_{пл}$ , несомненно, сопровождалось снижением газового фактора. Дегазация нефти сопровождалась снижением коэффициента нефтенасыщенности, повышением вязкости. Можно предположить неоднородность нефтяной части залежи по нефтенасыщенности — скорее всего, верхняя часть оторочки, контактирующая с газовой частью залежи, характеризуется минимальной нефтенасыщенностью с практически нулевой фазовой проницаемостью по нефти.

**Нефтяная оторочка  $J_1-I$  восточного купола Мастахской структуры** подстилает газоконденсатную залежь горизонта  $J_1-I$ . Залежь пластовая, сводовая (рис. 2) [Сафронов, 2001].

Единственным исследованием по оценке возможной нефтеносности позднепалеозойских-нижнемезозойских отложений Хапчагайского мегавала является отчет ВНИПИгаздобычи «Коррективы технологической схемы опытно-промышленной эксплуатации Мастахского месторождения Якутской АССР» (Саратов, 1975). На момент составления данного отчета притоки нефти были получены в скв. 52 и 53 (горизонт  $J_1-I$ ). Было принято положение ГНК на абс. отметке –1684 м и ВНК на отметке –1688 м; толщина нефтяной оторочки 4 м. Толщина для участков залежи, расположенных между внешними контурами газоносности и нефтеносности, а также между внутренними контурами газоносности и нефтеносности, принималась равной 2 м. Для подсчета запасов коэффициент нефтенасыщенности принята равным 0.41. Была предложена рекомендация — с целью разведки нефтяной оторочки и выявления ее промышленной ценности пробурить разведочные скважины № 48, 49 и 50, продолжить эксплуатацию скв. № 53 с целью выяснения потенциальных добывных возможностей по нефти.

Интерпретация результатов ГИС в скважинах восточного блока Мастахского месторождения позволяет однозначно выделять газожидкостные контакты в залежи  $J_1$  (см. рис. 2).

В целом по изученным скважинам различия в гипсометрическом расположении ГНК и ВНК весьма существенны. По анализу материалов ГИС, ГНК располагается в диапазоне абс. глубин 1670.2 м (скв. 30) — 1689.2 м (скв. 103). Этот диапазон весьма велик и если даже не учитывать положение выделяемого ГНК в скв. № 105, то разница в гипсометрическом положении ГНК значительна — 19 м. На наш взгляд, это обусловлено неравномерностью отбора газа в процессе разработки газовой части залежи. Неравномерность же отбора была предопределена, с одной стороны, существенной неоднородностью гидропроводности массива, а с другой, — ошибочно, на наш взгляд, принятого при выборе проекта разработки Мастахского месторождения активного водонапорного режима. Эти обстоятельства способствовали неравномерному изменению положения (подъему) ГНК по площади залежи. Практически



**Рис. 2. Схематический разрез Мастахского месторождения.**

Зоны: 1 — газонасыщенная, 2 — нефтенасыщенная, 3 — водонасыщенная, 4 — разрывное нарушение.

в диапазоне таких же величин изменяется и положение ВНК. Толщина нефтенасыщенной части залежи достигает 6.2 м (скв. № 30). Преобладают значения 3.8—4.2 м. «Синхронное» изменение положения газожидкостных контактов в юрской залежи восточного блока Мастахского месторождения можно рассматривать как прямое доказательство наличия нефтяной оторочки в подгазовой части залежи. Усредненные значения положения ГНК — 1680 и ВНК — 1684 м.

Надо заметить, что после прекращения разработки газовой части залежи (1995 г.) фиксируется постепенный рост  $P_{пл}$  в залежи. Так, на время вывода из эксплуатации залежи пластовое давление составляло 10.3 МПа (58 % от начального). В 2003 г. давление возросло до 13.98 МПа (скв. № 55). В 2008 г.  $P_{пл}$  выросло до 14.61 МПа (скв. № 55). В мае 2012 г. были замерены  $P_{пл}$  — скв. № 24 (интервал перфорации 1762—1776 м) в середине интервала  $P_{пл}$  13.92 МПа; скв. № 62 (1771—1784 м) —  $P_{пл}$  13.65 МПа, скв. 77 (1784—17976 м)  $P_{пл}$  14.32 МПа. Напомним, что начальное  $P_{пл}$  составляло 17.7 МПа. Другими словами, на текущий момент  $P_{пл}$  составляет 80 % от начального.

Повышение наблюдаемого  $P_{пл}$  обусловлено выравниванием давления в газовой части залежи после прекращения отбора газа. Неравномерный отбор газа и резко различающиеся радиусы дренирования скважин (в силу значительной неоднородности ФЕС) приводили к образованию локальных относительных депрессионных воронок, неравномерным перетокам газа из одной части залежи в другую. Сокращение темпов отбора газа и его прекращение привело к выравниванию давления в залежи. Этот процесс может сопровождаться и повышением газового фактора нефти в нефтяной части залежи.

Сам по себе факт отбора значительной части запасов газа из залежи, несомненно, отразился на характере нефтенасыщенности в выделяемой нефтяной оторочке.

Интересным является зафиксированный факт повышения пластовой температуры во времени. В отчете «Подсчет запасов газа и конденсата по Мастахскому ГКМ» (1971 г.) пластовая температура на середину горизонта  $J_1-I$  (глубина в абс. отн. -1662 м) была принята +38 °С. В отчете «Пересчет запасов газа и конденсата по Мастахскому ГКМ» (2004 г.) значение пластовой температуры было уточнено +39 °С. В 2007 г. были проведены замеры пластовой температуры в скв. 51 (+42.8 °С) и в скв. 66 (+44.2 °С). В 2008 г. были проведены замеры пластовой температуры в скв. 66 (+43.7 °С) и скв. 68 (+40 °С). В мае 2012 г. по нашей инициативе были произведены замеры пластовых температур в скважинах № 24 (+40.4 °С), № 62 (+39.9 °С) и № 77 (+42.7 °С). Температура за обозреваемый период увеличилась на 4—5 °С. На наш взгляд, это невозможно объяснить наблюдающейся на данном этапе деградацией криолитозоны. Сотрудниками Института мерзлотоведения СО РАН установлен факт сокращения толщины криолитозоны со скоростью 1.8 см/год, влиянием которого в течение 40—50 лет можно пренебречь.

**Нефтяная оторочка пласта  $T_1-X$  Мастахской структуры (восточный купол)** подстилает газовую залежь пласта  $T_1-X$ . Залежь — пластовая, водоплавающая (см. рис. 2) [Сафронов, 2001]. По интерпретации результатов ГИС достаточно уверенно отбиваются ГНК (-2806 м) и ВНК (-2812 м). Представ-

ляется, что залежь  $T_1-X$  восточного блока с позиций соблюдения последовательности отработки нефтегазовой залежи — отбор газа после разработки нефтяной части залежи, может стать одним из наиболее благоприятных объектов для отработки технологии оценки промышленной ценности нефтяных оторочек месторождений Хапчагайского мегавала, поскольку запасы газа в ней соответствуют начальным значениям. Другими словами, в залежи сохраняется сформировавшееся в течение длительного геологического времени гидродинамическое квазиравновесие.

**Нефтяная оторочка пласта  $T_1-X$  (западный купол, опущенный блок)** подстилает газоконденсатную залежь пласта  $T_1-X$ . Газовая залежь является пластовой, сводовой, тектонически экранированной (см. рис. 2) [Сафронов, 2001].

Исходя из обработки материалов ГИС, положение нефтепроявления ГНК в пределах западного опущенного блока по пласту  $T_1-X$  принято на уровнях: ГНК — 2800 м, ВНК — 2806 м.

**Нефтяная оторочка пласта  $T_1-X$  (западный купол, приподнятый блок)** подстилает газоконденсатную залежь пласта  $T_1-X$ . Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная [Сафронов, 2001]. С учетом прямых признаков нефтеносности, обработки материалов ГИС, положение ГНК принимаем на уровне –2775 м, ВНК — на уровне –2882.3 м (см. рис. 2).

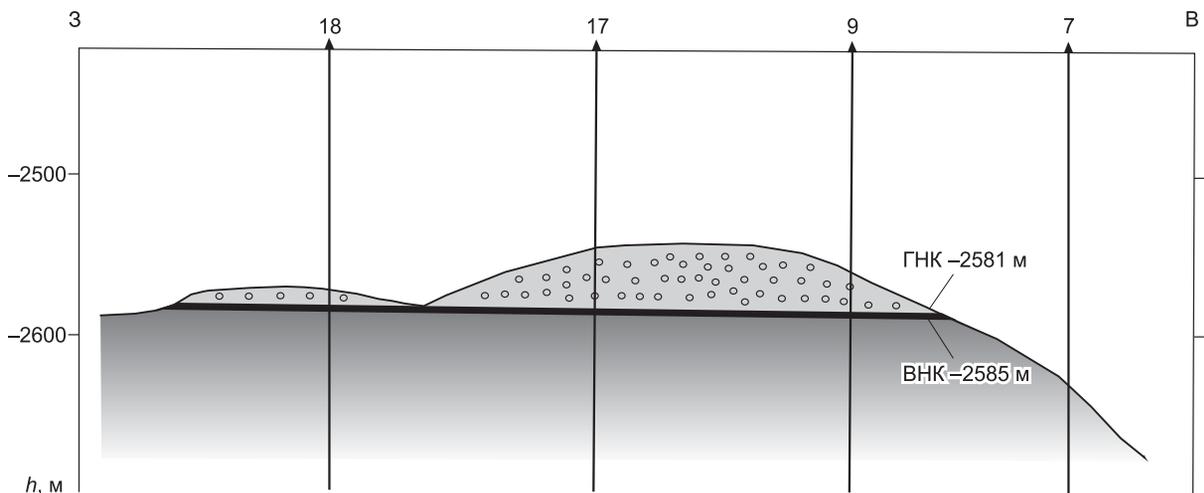
**Нефтяная оторочка  $T_1-III$  Толонской структуры** подстилает залежь горизонта  $T_1-III$  в пределах Толонской брахиантиклинали. Залежь относится к пластовому сводовому типу, водоплавающая (рис. 3) [Сафронов, 2001]. На основе сопоставления нефтепроявлений отчетливо отбиваются газожижкостные контакты: ГНК на отметке –2581 м и ВНК на отметке –2585. Данная нефтяная оторочка существенно отличается от всех выше перечисленных. Не исключено, что в пределах западного купола этой брахиантиклинали располагается нефтяная залежь, возможно, с газовой шапкой. Этот объект является весьма благоприятным для проведения работ по подтверждению промышленной ценности нефтяной оторочки, поскольку в залежи сохраняется соотношение фаз, сформировавшееся длительное геологическое время.

В целом по всем выделенным потенциальным нефтяным оторочкам на Средневилюйском, Толонском и Матахском месторождениях запасы нефти оценены в несколько десятков миллионов тонн.

В этой связи надо заметить, что разработка газового или нефтяного месторождения с позиций сравнения длительности процесса разработки с длительностью процесса формирования месторождения является по сути дела катастрофическим процессом по скорости изменений пластового давления и соотношения фаз.

На качестве большинства выделяемых нефтяных оторочек, несомненно, сказались внешние факторы — образование криолитозоны и отбор газа из газовых частей залежей.

Известен факт снижения пластовых температур под влиянием сформировавшейся криолитозоны. Так, пластовая температура для середины залежи  $T_1-III$  Средневилюйского месторождения (абс. отм. –2387.5 м) принята 53 °С. Геотермический градиент для всего Хапчагайского поднятия принят равным 2.6 °С/1 °С. С учетом среднемирового геотермического градиента (при прочих равных условиях) пластовая температура должна была быть примерно 70—71 °С. Следовательно, можно с большой степенью вероятности говорить о снижении на 17—18 °С пластовой температуры в пределах Средневилюйской структуры для глубины — 2380—2390 м под влиянием образовавшейся более 1.5 млн лет назад криолитозоны.



**Рис. 3. Схематический разрез Толонского месторождения.**

Усл. обозн. см. на рис. 2.

Для приблизительной оценки газового фактора нефти в предполагаемых нефтяных оторочках воспользуемся эмпирической формулой Арпса [Пирсон, 1966].

$$G_p = H/16.8,$$

где  $G_p$  — содержание растворенного в нефти газа,  $H$  — глубина залегания (м).

Исходя из этой формулы, газовый фактор в нефтяной оторочке Средневилюйского месторождения на время начала последнего оледенения составлял примерно  $140 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Пластовая температура с момента образования криолитозоны снизилась на  $17\text{—}18 \text{ }^\circ\text{C}$ . Допустим снижение газового фактора нефти в оторочке залежи  $T_1$ -III под воздействием криолитозоны примерно до  $135 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . На текущий момент  $P_{\text{пл}}$  в газовой части залежи составляет в среднем около 23.53 МПа. Как уже отмечалось выше, текущее  $P_{\text{пл}}$  в газовой части залежи составляет 87—96 % от начального, следовательно, можно в первом приближении предположить, что текущий газовый фактор нефти в нефтяной оторочке этой залежи под суммарным воздействием этих двух факторов, по-видимому, составляет примерно  $120\text{—}125 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

В соответствии с такими же построениями текущий газовый фактор нефти в юрской залежи Мастахского месторождения не превышает  $75 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (текущее  $P_{\text{пл}}$  составляет 80 % от начального).

Можно предположить, что пониженные показатели газового фактора нефти и незначительные толщины нефтяных оторочек в комплексе с газовой направленностью разведочных работ на территории Хапчагайского мегавала, и в целом по Вилюйской синеклизе не позволили выявить промышленные скопления нефти.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведенные материалы позволяют сделать вывод о потенциальной нефтеносности нижнемезозойских отложений не только Вилюйской синеклизы, а и всей Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции, которая во всех обобщающих сводках характеризовалась как газоносная. В будущем, при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах этой провинции, следует с особой тщательностью подходить к выбору технологий вскрытия потенциально нефтеносных пластов в связи 1) с региональным своеобразием гидродинамических условий (АВПД в пермо-триасовом комплексе и АНПД в постнижнеюрских отложениях), 2) с присутствием в породах-коллекторах разбухающих минералов типа смешанослойные—монтмориллонит.

### ЛИТЕРАТУРА

**Геология нефти и газа Сибирской платформы /** А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов, В.И. Вожов, В.Н. Воробьев, А.В. Гольберт, В.В. Гребенюк, М.П. Гришин, Т.И. Гурова, Д.И. Дробот, А.Э. Конторович, В.Л. Кузнецов, В.М. Лебедев, И.Г. Левченко, М.М. Мандельбаум, Н.В. Мельников, К.И. Микуненко, Г.Д. Назимков, В.Д. Накаряков, И.Д. Полякова, Б.Л. Рыбьяков, В.Е. Савицкий, В.В. Самсонов, О.Ф. Стасова, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади, А.В. Хоменко. М., Недра, 1981, 552 с.

**Каширцев В.А., Сафронов А.Ф., Изосимова А.Н., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Трущелова Г.С., Лифшиц С.Х., Карелина О.С.** Геохимия нефтей востока Сибирской платформы. Якутск, Изд-во ЯНЦ СО РАН, 2009, 164 с.

**Лено-Вилюйская** нефтегазоносная провинция / Ред. Г.С. Фрадкин. М., Наука, 1969, 278 с.

**Пирсон С.Д.** Справочник по интерпретации данных каротажа. М., Недра, 1966, 411 с.

**Сафронов А.Ф.** Месторождения нефти и газа Республики Саха (Якутия) // Тектоника, геодинамика и металлогения Республики Саха (Якутия). М., Интерпериодика, 2001, с. 421—447.

**Сафронов А.Ф., Ивенсен В.Ю., Ивенсен Г.В.** Закономерности изменения коллекторских свойств песчаников Вилюйской синеклизы // Нефтегазоносные отложения Западной Якутии. Якутск, ЯФ СО АН СССР, 1982, с. 77—91.