

УДК 553.982.078.4 (571.56-16)

**К ПРОБЛЕМЕ УРОВНЕЙ НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ  
СРЕДНЕВИЛЮЙСКОЙ СТРУКТУРЫ**

**PROBLEM OF OIL MANIFESTATION LEVELS  
WITHIN MIDDLE-VILUY STRUCTURE**

Павлова К.А., Калинин А.И., Сивцев А.И.

ФГБУН Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск, Российская Федерация

K.A. Pavlova, A.I. Kalinin, A.I. Sivtzev

FSBIS Oil and gas research institute SB RAS, Yakutsk, Russian Federation

e-mail: maraday@yandex.ru

**Аннотация.** Проблема возможной промышленной нефтеносности верхнепалеозойско-мезозойских отложений Вилюйской синеклизы до настоящего времени остается дискуссионной. По имеющимся данным бурения прошлых лет в пределах Вилюйской синеклизы и прилегающей центральной части Предверхоаянского краевого прогиба установлены многочисленные проявления жидкой нефти в отложениях юрского, триасового и пермского возраста.

На основе систематизации зафиксированных нефтепроявлений в пределах Средневилюйской площади и сопоставления их с внутренней неоднородностью нижнетриасового продуктивного горизонта, сделан вывод о литологическом контроле этих проявлений по разрезу. Описана принципиальная схема образования мелких скоплений нефти на различных уровнях в подгазовой зоне. На основе изучения тектонического развития, литологических характеристик подстилающих отложений и связанных с ним особенностей миграции углеводородов сформулировано предположение об ограниченности количества нефти. Предложена благоприятная структура для выявления скоплений нефти на западной периклинали Толонского газоконденсатного месторождения.

Для опоискования значительных скоплений нефти предложено изучение морфологии выдержанных по площади непроницаемых пропластков в нижней части таганджинской свиты в непосредственной близости к неджелинскому региональному флюидоупору.

Высказано предположение, что из-за своеобразного распределения скоплений нефти в проницаемых комплексах, обусловленных их внутренним строением, затруднено опоискование промышленных залежей нефти на территории Вилюйской синеклизы.

**Abstract.** Problem of possible mineable oil content of Upper Paleozoic – Mesozoic deposits of Viluy syncline remains controversial. According to available data on drilling of the past years, numerous liquid oil shows in Jurassic, Triassic and Permian deposits are identified within Viluy syncline and adjacent central part of Predverkhoyansk foredeep.

Based on systematization of registered oil seeps within Middle-Viluy area and comparison them with heterogeneity of Lower Triassic producing horizon, conclusion as made on lithologic control these oil seeps in section. Scheme of small oil concentrations on different levels in sub-gas layer is described. Based on study of tectonic development, lithologic features of underlayers and hydrocarbon migration linked with it, it is suggested that oil amount is limited. Favourable structure identification of oil concentrations on western pericline of Tolon gas-condensate deposit.

It is proposed to study morphology of continuous impermeable interlayers in lower part of Tagandzhin Formation close to Nedzhelin regional fluid trap in order to prospect big oil concentrations.

It is suggested that, because of peculiar distribution of oil concentrations in permeable complexes, due to their inner structure, it is hard to prospect minable oil pools within Viluy syncline.

**Ключевые слова:** Вилюйская синеклиза, разрез, продуктивный горизонт, нефтепроявления, скопления нефти, кулисообразность, Средневилюйская структура, внутреннее строение.

**Keywords:** Viluy syncline, section, producing horizon, oil seeps, oil concentrations, echelon-like, Middle-Viluy structure, inner structure.

В глубоких скважинах вскрывших позднепалеозойско-мезозойские отложения в Вилюйской синеклизе были зафиксированы нефтепроявления различной интенсивности, от пленок нефти до получения промышленных притоков нефти в отдельных скважинах (до 54 м<sup>3</sup>/сут, на северо-западе синеклизы).

В предыдущие годы при решении государственной задачи по ускоренной подготовке к промышленному освоению крупных запасов газа, вопросы возможной нефтеносности разведываемых площадей, несмотря на указанные притоки нефти в единичных скважинах, считались второстепенными, их решение было отложено на более отдаленную перспективу. В настоящее время, это актуально по реализации целого ряда нефтегазовых мегапроектов на востоке страны, в том числе на территории Республики Саха (Якутия), а именно, при подготовке сырьевой базы для многолетнего планомерного наполнения нефтью действующего экспортно-ориентированного нефтепровода Восточная Сибирь–Тихий океан. Решение вышеуказанной проблемы возможной промышленной нефтеносности Вилюйской синеклизы приобретает приоритетный характер. При

этом первоочередной интерес представляет возможное наличие нефтяных оторочек с запасами нефти промышленного значения на крупных газоконденсатных месторождениях Хапчагайского района. В этой связи особый интерес вызывают уровни нефтепроявлений в триасовых отложениях документально зафиксированные в пределах Средневиллюйской структуры.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию на Средневиллюйско-Толонском куполовидном поднятии, осложняющем западный склон Хапчагайского мегавала Виллюйской синеклизы. Средневиллюйское локальное поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания размером 34×22 км и амплитудой около 350 м. Структурные планы поднятия по юрским и нижнетриасовым отложениям совпадают. В пределах Средневиллюйской структуры ярко выраженных дизъюнктивных нарушений не выявлено. Имеются отдельные резкие вклинивания глин и несовпадение разрезов соседних скважин, которые могут свидетельствовать лишь о сложном геологическом строении продуктивного горизонта. Вне контура газоносности с южной стороны залежи достоверно выявлен взброс субширотного простирания с амплитудой соразмерной эффективной толщине продуктивного горизонта (до 60 м).

Месторождение относится к категории многозалежных. Промышленные притоки газа получены из пласта P<sub>2</sub>-Ia тарагайской толщи, из пласта T<sub>1</sub>-III таганджинской, из горизонтов: T<sub>1</sub>-II, T<sub>1</sub>-Ia и T<sub>1</sub>-I мономской; J<sub>1</sub>-I кызылсырской; J<sub>3</sub>-II нижневиллюйской; J<sub>3</sub>-I марыкчанской свит.

Основными продуктивными отложениями являются песчаники нижнего триаса, где выделяются горизонты T<sub>1</sub>-I, T<sub>1</sub>-II, T<sub>1</sub>-III. Основным объектом разработки является горизонт T<sub>1</sub>-III (до 90% от добываемого объема). Эффективные толщины этого горизонта изменяются от 10 до 50 м, среднее значение коэффициента открытой пористости составляет 20 %, коэффициента газонасыщенности 65 %. Коэффициент абсолютной газопроницаемости, как правило, изменяется в пределах 50 - 450×10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, и только для отдельных маломощных прослоев превышает 1 мкм<sup>2</sup>[6]. Суммарные запасы газа рассматриваемого месторождения превышают 120 млрд м<sup>3</sup>.

Нижнетриасовый водоносный комплекс, как впрочем, и вся гидродинамическая система Хапчагайского мегавала характеризуется низкой региональной активностью пластовых вод. Пьезометрические поверхности водоносных комплексов характеризуются как практически горизонтальные, что свидетельствует о закрытости недр, связанной с наличием, достаточно, надежного мономского флюидоупора и повсеместным распространением мощной толщи многолетнемерзлых горных пород (до 600 м).

Приведенные напоры нижнетриасового водоносного комплекса составляют 120, 140 м. Значение градиентов горизонтальных напоров составляет < 0,0002 м/м [1]. Якутский артезианский бассейн в целом отличается элизионным характером развития водонапорной системы. Потенциальными областями

создания напоров являются наиболее погруженные части крупных впадин Вилуйской синеклизы (Линденская и др.) и прилегающие территории Предверхожанского прогиба с глубоким залеганием нижнетриасовых толщ. Региональное движение подземных вод происходит, в основном, в направлении к бортам синеклизы, где и осуществляется их разгрузка.

Минерализация вод основных продуктивных горизонтов Средневилуйского газоконденсатного месторождения находится в пределах 40-43 г/л. Состав вод хлоркальциевый. Воды практически не содержат сульфатов, в них отмечено содержание брома, йода, аммония, нафтеновых кислот и высоких концентраций водорастворенных газов. Все это свидетельствует о малой подвижности вод.

Месторождение введено в промышленную эксплуатацию в 1986 году и до настоящего времени служит базовым объектом для обеспечения центрального энергетического узла газовым сырьем, в том числе г. Якутска. На месторождении пробурено более 70-ти глубоких скважин различного целевого назначения.

Согласно промысловым данным в скважинах №№17, 10, 25, 5, 13, 12, 3, 7 и 11 были зафиксированы различного характера нефтепроявления, от пленок нефти до притоков  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Примечательно, что все задокументированные нефтепроявления относятся к, так называемым, ранним разведочным скважинам (до 1976 г.). В более поздних скважинах в делах отсутствуют упоминания о присутствии нефти в продукте, по всей видимости, из-за существовавшего неписаного закона об игнорировании данных фактов (устные сообщения бывших промысловиков).

Уровни и характер зафиксированных нефтепроявлений схематически изображены на рисунке 1 и приведены в таблице 1.

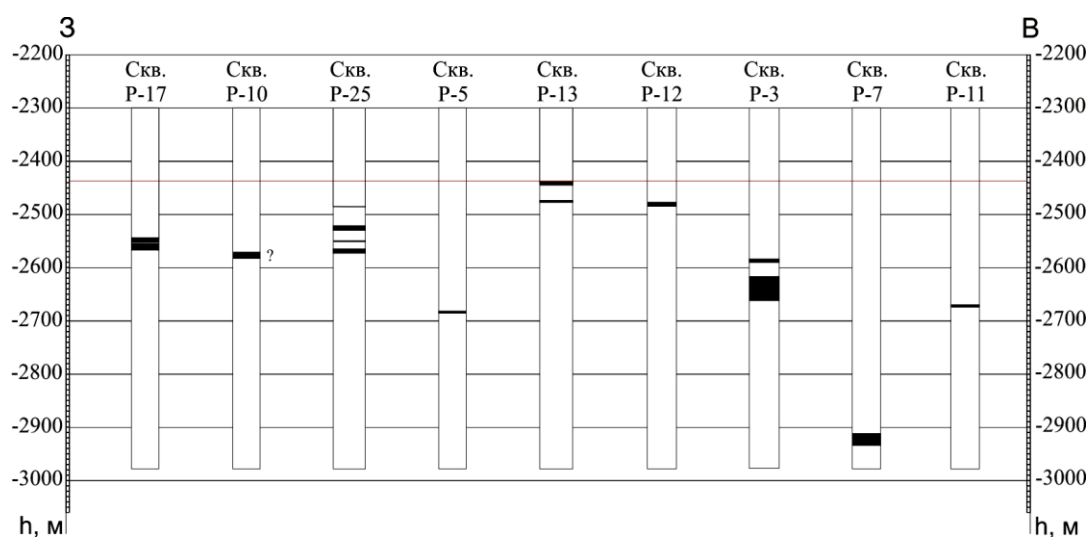


Рисунок 1. Уровни нефтепроявлений мономской, таганджинской и неджелинской свит нижнего триаса в пределах Средневилуйской структуры темные полосы – интервалы зафиксированных нефтепроявлений, красная линия – принятый уровень газоводяного контакта при подсчете запасов (-2437 м)

Анализ каротажных кривых напротив интервалов проявлений показывает приуроченность последних на подошве глинистых отложений. Только в скважине №13 интервал нефтепроявления соответствует классической схеме, т.е. непосредственно под газовой зоной. Отсутствие явно выраженной нефтяной оторочки в пределах Средневилюйской структуры на уровне газоводяного контакта продуктивного горизонта Т<sub>1</sub>-III, а также «высокоэтажность» выявленных нефтепроявлений, может быть, обусловлена сложным геологическим строением продуктивного горизонта в условиях ограниченности объемов поступления нефти геологическим временем и относительной закрытостью от основных нефтепродуцирующих пластов.

Так, ранее проведенными исследованиями [7] показано (рисунок 2), что продуктивный горизонт Т<sub>1</sub>-III сложен прибрежно-морскими отложениями и представляет собой комплекс трансгрессивно-регрессивных песчаных тел линзовидно-полосчатого строения с повсеместным распространением непроницаемых разностей. Распространяя модель строения продуктивного горизонта на всю таганджинскую свиту (≈400 м в пределах Средневилюйской структуры) предлагается своеобразная дифференциация жидких и газообразных углеводородных флюидов по разрезу.

Таблица 1. Характер и интервалы нефтепроявлений в нижнетриасовых отложениях Средневилюйской структуры

№ скв.	Альт. Удл.	Абсолютный интервал	Индекс гор-та	Характер проявления	Особенности определения
Мономская свита					
P-13	$\frac{133,7}{0}$	-2446,0-2439	T <sub>1</sub> -II	Пленки нефти	Качественно
P-17	$\frac{116,6}{2,5}$	- 2553,4-2544,4	T <sub>1</sub> -II	Эмульсия нефти	Качественно
P-25	$\frac{97,3}{0,5}$	-2487,6	T <sub>1</sub> -II	5,8 л бурового раствора с нефтяной эмульсией	ОПК-140
Таганджинская + неджелинская свиты					
P-3	$\frac{94,5}{0}$	-2590,5-2585,5	T <sub>1</sub> -III	Пленки нефти	5 л нефти на 1 м <sup>3</sup> воды
		-2618,5-2663,9		Приток нефти	
P-5	$\frac{93,8}{0}$	-2586,2-2582,2	T <sub>1</sub> -III	Пленки нефти	За 45 ч 30 мин извлечено 82 м <sup>3</sup> жидкости с пленками нефти.
P-7	$\frac{103,2}{1}$	-2934,8-2911,8 Подошва неджелинской свиты -2926,8	T <sub>1</sub> -III, P <sub>2</sub> -1	Нет данных	При испытании данного интервала произошел обрыв каната. Работы имели затяжной характер. Ниже по разрезу состав газа меняется в нефтяную сторону от 3000-3588 (-2896,8- 3484,8)
P-10	$\frac{94,5}{0,5}$	-2581,6- 2571,4	T <sub>1</sub> -III	Приток 10-15 м <sup>3</sup> /сут	Запасной пакер находился на глубине 1340 м, дебит нефти расчетный 10 м <sup>3</sup> . (3% от 350 м <sup>3</sup> воды). По ГИС продуктивны (2666,4-2676,6)
P-11	$\frac{93,4}{13}$	-2654,6-2657,6	T <sub>1</sub> -III	Пленки нефти	Качественно. В воспоминаниях промысловиков в скважине №11 был дебит нефти не менее 10 м <sup>3</sup> /сут
P-12	$\frac{100,3}{0,4}$	-2485,3-2477,3	T <sub>1</sub> -III	Пленки нефти	Качественно
P-13	$\frac{133,7}{0,3}$	-2478- 2474	T <sub>1</sub> -III	Пленки нефти	Качественно
P-17	$\frac{116,6}{2,5}$	- 2555,9- 2566,9	T <sub>1</sub> -III	Керн с нефтью	По керновому материалу нефтяной
P-25	$\frac{97,3}{+0,5}$	- 2530,2-2521,2	T <sub>1</sub> -III	Эмульсия нефти	Качественно
		-2550,6	T <sub>1</sub> -III	5,8 л бурового раствора с нефтяной эмульсией	ОПК-140
		-2566,2- 2573,4	T <sub>1</sub> -III	Пленки нефти	42 л газа и 45 л фильтрата бурового раствора с пленкой нефти. ОПК-140

Как показано на рисунке 1, при всей разбросанности интервалов нефтепроявлений, обращает на себя внимание кулисообразное положение группы проявлений, если их выстроить с запада на восток. Первая группа из скважин №17, 10, 25 и 5, вторая группа из скважин №13, 12, 3 и 11. Проявление в скважине № 7 находится отдельно от всех и приурочено пермо-триасовой границе. Кулисообразное положение нефтепроявлений согласуется, предлагаемой авторами, линзовидно-полосчатой моделью строения продуктивного горизонта Т<sub>1</sub>-III (рисунок 2).

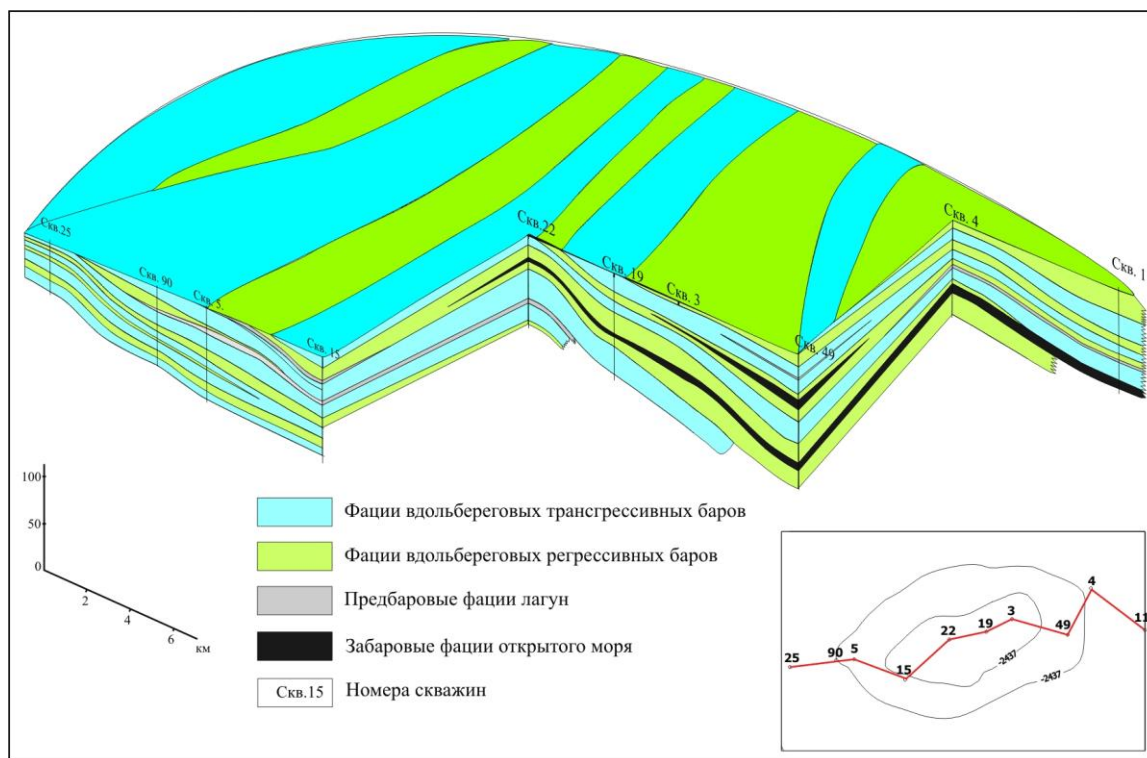


Рисунок 2. Линзовидно-полосчатое строение продуктивного горизонта Т<sub>1</sub>-III Средневолжского ГКМ

Нефть или микронепфть мигрируя вверх, встречает на своем пути многочисленные непроницаемые пласты, пропластки и линзы, в том числе удерживающие под собой некоторое количество нефти. Нефть, попадая под более выдержанные по площади глинистые пласты, начинает концентрироваться в морфологически выраженных куполообразных (из-за малоподвижности возможно почти прямых участках) участках разреза в виде незначительных скопления. При этом объем и формы скопления будут диктоваться рельефом подошвы глинистых пластов. Газовая составляющая ввиду большой подвижности будет находить более высокие гипсометрические уровни, составляя залежь. Кулисообразность выявленных нефтепроявлений, по всей видимости, связана с наиболее выдержанными по площади непроницаемыми или слабопроницаемыми разностями отложений.



Предлагаемая принципиальная схема образования мелких скоплений нефти на различных уровнях продемонстрирована на рисунке 3.

В итоге ограниченное количество продуцируемой верхнепалеозойско-нижнемезозойской частью разреза нефти при миграции буквально оказывается «размазанной» выше по разрезу.

По сопоставлению углеводородного состава нефтей и битумоидов [2] установлено сходство нефтей верхней перми и нижнего триаса с сингенетичными битумоидами верхнепермских отложений. Из этого следует, нефти верхней перми и нижнего триаса обязаны своим происхождением гумусовому органическому веществу верхнепермских отложений.

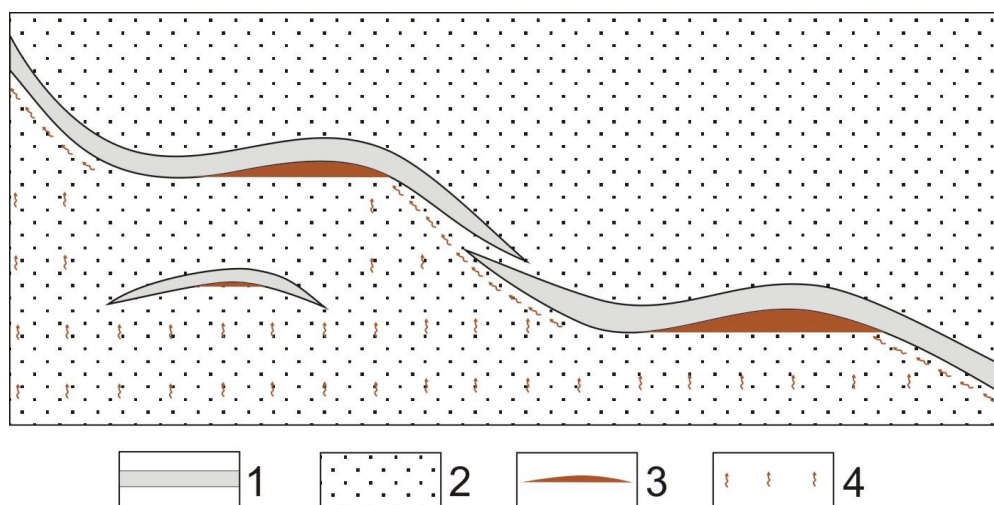


Рисунок 3. Принципиальная схема образования скоплений нефти  
условные обозначения: 1 – непроницаемые породы, 2 – проницаемые породы,  
3 – скопления нефти, 4 – направление миграции нефти

В то же время, известно, что пермская часть разреза достаточно надежно закрыта неджелинской, преимущественно, глинистой свитой, служащей региональным флюидоупором в Вилюйской нефтегазоносной области. Об относительной надежности неджелинского флюидоупора свидетельствует наличие anomalно высокого пластового давления в пермских резервуарах с коэффициентом anomalности до 1,4.

Дискуссионный вопрос природы anomalно высоких пластовых давлений (АВПД) в верхнепермских резервуарах Хапчагайского района достаточно широко рассмотрен в коллективной статье [5].

Не углубляясь в природу АВПД, касательно проблемы проникновения верхнепалеозойских жидких углеводородов в вышележащий нижнетриасовый комплекс, особый интерес вызывает статья В.П. Киселева о роли АВПД в формировании залежей газа в пределах Хапчагайского мегавала [3]. Автор, при изучении трещиноватости неджелинской свиты, выявил локализацию последних в сводовых частях залежей в пермо-триасовом комплексе Хапчагайского мегавала.



Наличие трещиноватости в сводовых частях он связывает прорывом неджелинского флюидоупора из-за перепада пластовых давлений. Эмиграция углеводородов в вышелегающие продуктивные горизонты обуславливает подтягивание подошвенных и законтурных вод в пермо-триасовом комплексе. Далее, по мере уравнивания пластовых давлений до гидростатических норм трещины в неджелинской свите залечиваются кальцитом, а в проницаемых пластах происходит кольматация порового пространства за счет выпадения из раствора минералов кальция. Как известно, проницаемые пласты пермо-триасового комплекса интенсивно карбонатизированы и имеют сверхсложное распределение фильтрационно-емкостных свойств по разрезу и в плане. В качестве доказательства перетока углеводородов через неджелинскую свиту В.П. Киселев приводит описание трещиноватого керна неджелинской свиты с примазками и прожилками битума (скв.18, 25 Неджелинская площадь, скв. 22 Средневиллюйская площадь и др.). По характеру прорастания битума с кристаллами кальцита, делается вывод об одновременной с кальцитом генерации битума вторичной иммиграцией.

Появление верхнепалеозойских углеводородов как газовых, так и жидких в мезозойском разрезе гипотетически представляется следующим образом. До активной фазы образования Хапчагайского мегавала (нижний мел) существовало палеоподнятия, примерно, в тех же границах. Исследованиями К.И. Микуленко [4] показано, что, уже начиная с самого раннего триаса и на всем его протяжении, на фоне общих нисходящих движений имели место слабые дифференцированные тектонические движения, которые привели к образованию небольших весьма пологих локальных поднятий – будущих основных структурных элементов, осложняющих Хапчагайский мегавал.

Во время существования палеовала литогенез осадков на уровне неджелинской свиты, по всей видимости, частично позволял мигрировать углеводородам из главной зоны газообразования и нефтеобразования (верхнепалеозойские отложения) в более высокие гипсометрические уровни. По мере дальнейшего накопления осадков, проницаемость неджелинской свиты сократилась до минимума, преимущественно за счет вторичных изменений характерных для вулканогенных пород (кальцитизация, цеолитизация, хлоритизация).

С приобретением современного структурного плана Хапчагайского мегавала вертикальная миграция углеводородов, по всей видимости, носила кратковременный лавинный характер по механизму, приведенному В.П. Киселевым. Свою роль при этом постоянно играла латеральная миграция УВ (преимущественно газовая) с более погруженных участков нефтегазоносной области (Линденская впадина).

В этих условиях поиски скоплений и залежей жидких углеводородов должны иметь литологическую направленность, особенно в нижней половине таганджинской свиты, которая по объективным причинам остается неизученной.

Относительно изученной верхней части таганджинской свиты, в объеме продуктивного горизонта Т<sub>1</sub>-III, особый интерес вызывает территория Толонской площади. Западная периклиналь Толонской брахиантиклинали отделяется от Средневиллюйской структуры малоамплитудной седловиной. Продуктивный горизонт Т<sub>1</sub>-III относительно средневиллюйского аналога существенно заглинизирован и находится гипсометрически ниже. Кулисообразность нефтепроявлений в Толонской структуре также сохраняется (рисунок 4) в направлении с запада на восток.

В пределах Толонской структуры в западном ее периклинали по продуктивному горизонту Т<sub>1</sub>-III прогнозируется ловушка по подошве мономской свиты на уровне -2568-2584 м (рисунок 5, заштрихованная зона).

По сейсморазведочным данным, западная периклиналь Толонской структуры отделяется от основной небольшой седловиной, центр седловины находится в районе скважины №18. Из скважины №18 с интервала -2581,4-2593,4 м было добыто 2 м<sup>3</sup> нефти и 5 м<sup>3</sup> технической воды с нефтью. На северной части предполагаемого литологического кармана с интервала -2568,3-2584,3 была добыта нефть (более 400 л, скважина №16).

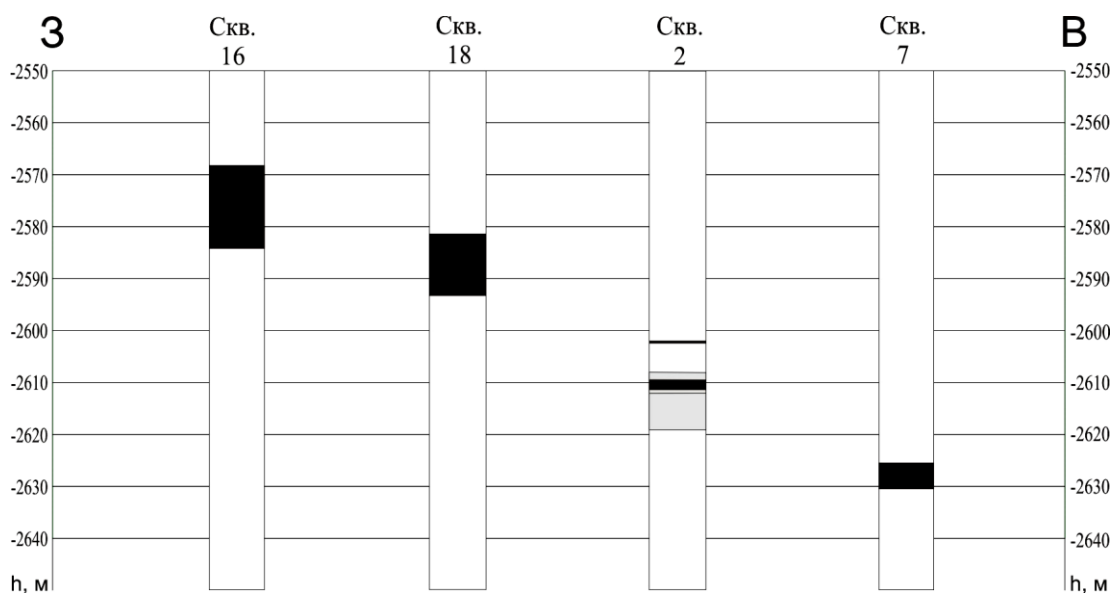


Рисунок 4. Уровни нефтепроявлений таганджинской свите нижнего триаса в пределах Толонской структуры  
темные полосы – интервалы зафиксированных нефтепроявлений.

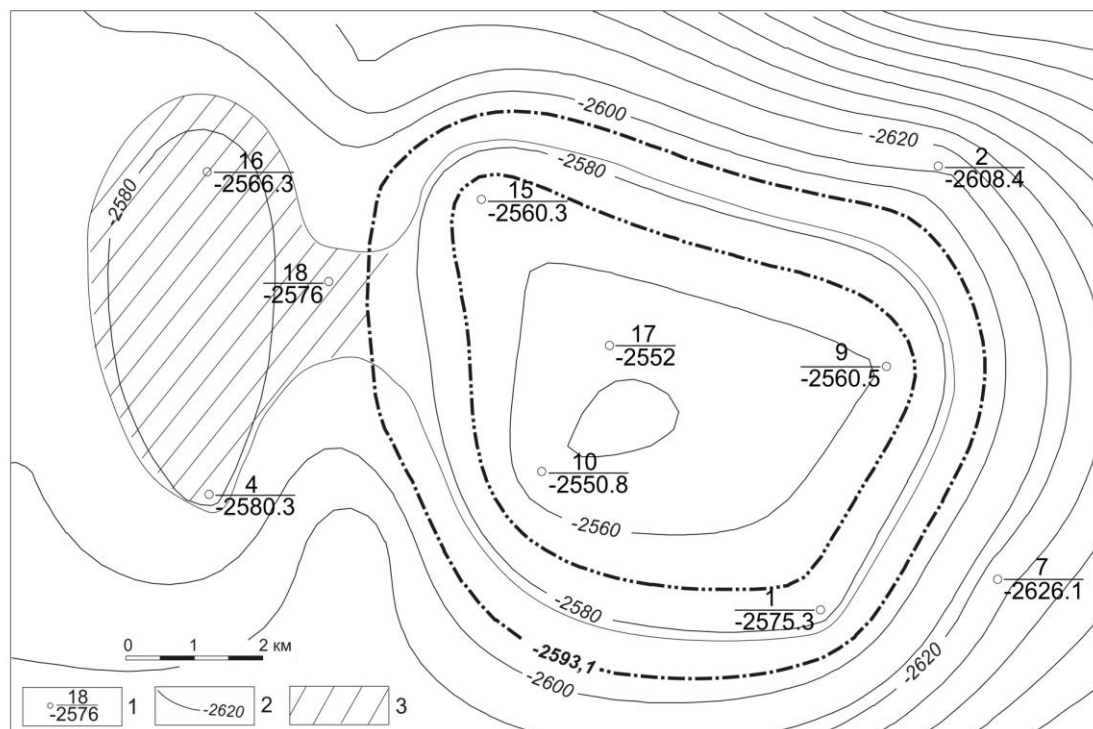


Рисунок 5. Потенциально нефтеносная зона вне контура подсчета запасов газа в пределах Толонской площади

условные обозначения: 1 – в числителе номер скважины, в знаменателе абс. отметка; 2 – изолинии по кровле продуктивного горизонта Т<sub>1</sub>-III; 3 – предполагаемая нефтяная зона.

Для выяснения нефтеносности выделенного объекта, а также правомерности предлагаемой схемы образования скоплений нефти нужно провести дополнительные испытания в скважинах № 18, 16 и 4 с целью вызова притоков нефти. При положительных результатах в условиях экономической целесообразности пробурить в центральной части выделяемой зоны поисково-оценочную скважину. Собственно в пределах Средневилюйской структуры рекомендуется на основе ГИС и материалов сейсморазведочных работ изучить структурные планы наиболее выдержанных непроницаемых пластов залегающих в непосредственной близости с неджелинским региональным флюидоупором с целью выделения участков значительного скопления нефти, возможно промышленного значения.

## Выводы

Анализ уровней нефтепроявлений в Средневилюйской площади и соседней Толонской площади позволяет утверждать об их литологическом контроле. Рассмотрение геохимических, тектонических, литологических и термобарических особенностей геологического района изучаемого объекта указывает на

генетическую связь нижнетриасовых нефтей с гумусовым веществом верхнего палеозоя.

Показана принципиальная схема образования незначительных скоплений нефти и газа в подгазовой зоне. Для опознания значительных скоплений нефти предложено изучение морфологии выдержанных по площади непроницаемых пропластков в нижней части таганджинской свиты в непосредственной близости к неджелинскому региональному флюидоупору.

В Вилюйской нефтегазоносной области пока еще не открыты нефтяные залежи, по всей видимости, из-за их своеобразного распределения в нефтегазоносных комплексах, которые традиционными подходами опознания не могут быть обнаружены. Возникла реальная необходимость «инвентаризации» всех известных нефтепроявлений и научного обоснования их геологической и геохимической приуроченности по разрезу и по площади.

### Литература

1. Грубов Л.А. Славин В.И. Сравнительная оценка гидродинамических условий различных районов Якутского артезианского бассейна в связи с нефтегазоносностью. Гидрогеологические исследования в нефтегазоносных районах. Л.: изд-во ВНИГРИ, 1971. 278 с.

2. Сопоставление углеводородного состава нефтей и битумоидов верхнепалеозойских и мезозойских отложений Хапчагайского поднятия / Изосимова А.Н. и др. // Новые данные о геологии и нефтегазоносности Якутской АССР: сб. науч. тр. Якутск, 1974. С. 119-138.

3. Киселев В.П. Роль АВПД в формировании залежей газа в пределах Хапчагайского мегавала // Геология месторождений нефти и газа Сибирской платформы: сб. науч. тр. Новосибирск. СНИИГГиМС, 1984. С. 92-94.

4. Эволюция структуры и условий нефтегазообразования осадочных бассейнов Якутии / Микуленко К.И. и др. Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1995. 180 с.

5. Погодаев А.В., Ситников В.С., Лысов Б.А. Литологические и гидродинамические особенности газоносности верхнепермских и нижнетриасовых отложений Хапчагайского района Вилюйской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. 2012. Вып. 4. С. 2-12.

6. Сафронов А.Ф. Геология нефти и газа. Якутск: ЯФ изд-во СО РАН, 2000. 166 с.

7. Сивцев А.И. Изучение неоднородности продуктивного горизонта Т<sub>1</sub>-III и ее влияние на геолого-промысловые характеристики залежи (На примере Средневилюйского ГКМ): автореф. дис. ..., канд. геол.- минер. наук. Якутск, 2011. 18 с.

## References

1. Grubov L.A. Slavin V.I. Sravnitel'naja ocenka gidrodinamicheskikh uslovij razlichnyh rajonov Jakutskogo artezijskogo bassejna v svjazi s neftegazonosnost'ju. Hidrogeologicheskie issledovanija v neftegazonosnyh rajonah. L.: izd-vo VNIGRI, 1971. 278 s. [in russian].
2. Sopostavlenie uglevodorodnogo sostava neftej i bitumoidov verhnepaleozojskikh i mezozojskikh otlozhenij Hapchagajskogo podnjatija / Izosimova A.N. i dr.// Novye dannye o geologii i neftegazonosnosti Jakutskoj ASSR: sb. nauch. tr. Jakutsk, 1974. S. 119-138. [in russian].
3. Kiselev v.p. rol' avpd v formirovanii zalezhej gaza v predelah hapchagajskogo megavala // geologija mestorozhdenij nefti i gaza sibirskoj platformy: sb. nauch. tr. novosibirsk. sniiggims, 1984. s. 92-94. [in russian].
4. Jevoljucija struktury i uslovij neftegezoobrazovanija osadochnyh bassejnov jakutii / mikulenko k.i. i dr. jakutsk: janc so ran, 1995. 180 s. [in russian].
5. Pogodaev a.v., sitnikov v.s., lysov b.a. litologicheskie i gidrodinamicheskie osobennosti gazonosnosti verhneperskikh i nizhnetriasovyh otlozhenij hapchagajskogo rajona viljujskoj neftegazonosnoj oblasti// geologija nefti i gaza. 2012. vyp. 4. s. 2-12. [in russian].
6. Safronov A.F. geologija nefti i gaza. jakutsk: jaf izd-vo so ran, 2000. 166 s. [in russian].
7. Sivcev A.I. izuchenie neodnorodnosti produktivnogo gorizonta t1-iii i ee vlijanie na geologo-promyslovyje harakteristiki zalezhi (na primere sredneviljujskogo gkm): avtoref. dis. ..., kand. geol.- miner. nauk. jakutsk, 2011. 18 s. [in russian].

## Сведения об авторах

Павлова К. А., младший науч. сотрудник лаборатории геологии нефтяных и газовых месторождений, ФГБУН Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Российская Федерация

K. A. Pavlova junior researcher of laboratory geology of oil and gas fields, FSBIS The institute of oil and gas problems SB RAS, Yakutsk, Russian Federation

Калинин А. И. младший науч. сотрудник лаборатории геологии нефтяных и газовых месторождений, ФГБУН Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск. Российская Федерация

A. I. Kalinin junior researcher of laboratory geology of oil and gas fields, FGBUN the institute of oil and gas problems SB RAS, Yakutsk, Russian Federation

Сивцев А. И., канд. геол. - минерал. наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефтяных и газовых месторождений, ФГБУН Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Российская Федерация

A. I. Sivtzev, cand. geol. - mineral. sci., senior researcher of laboratory geology of oil and gas fields, FGBUN the institute of oil and gas problems SB RAS, Yakutsk, Russian Federation

e-mail: maraday@yandex.ru