

УДК 551.24 (571.56-15)

**ГАЛОКИНЕЗ В ТЕКТОНИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ
КЕМПЕНДЯЙСКОЙ ВПАДИНЫ**

**GALOKINEZ IN TECTONIC STRUCTURE
OF KEMPENDYAI DEPRESSION**

Сивцев А.И., Александров А.Р.

**Институт проблем нефти и газа СО РАН,
г. Якутск, Российская Федерация**

A.I. Sivtsev, A.R. Alexandrov

**Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the Russian
Academy of Sciences, Yakutsk, the Russian Federation**

e-mail: maraday@yandex.ru

Аннотация. Рассматривается проблема нефтегазоносности межсолевых отложений Кемпендяйской впадины – одного из перспективных на нефть и газ территорий Западной Якутии в непосредственной близости к магистральному нефтепроводу Восточная Сибирь – Тихий океан (ВС-ТО). Показана возможность наличия нижнепалеозойского соленосного комплекса отложений в Кемпендяйской впадине, обуславливающего уникальность геологического района и неоднозначность нефтегазоносного потенциала. Путем сопоставления вскрытых разрезов смежных впадин и рассмотрения истории геологического развития данного региона Сибирской платформы в нижней части разреза Кемпендяйской впадины предполагается наличие нижнепалеозойского соленосного комплекса. Анализ пространственного распределения соленосных свит нижнего и среднего кембрия в Ыгыаттинской, Ньюско-Джербинской и Березовской впадинах показывает, что наиболее вероятно в нижнепалеозойской части Кемпендяйской

впадины соленосными являются чарская и метегерская свиты. Сделан вывод, что наличие под среднепалеозойским соленосным комплексом нижнепалеозойского соленосного комплекса может ограничивать потенциал нефтегазоносности межсолевых отложений. Отмечается, что отложения, залегающие над нижнепалеозойским соленосным комплексом на смежных впадинах, имеют весьма скромные нефтематеринские геохимические показатели.

На основе изучения геологического строения впадины, сделан вывод о конседиментационном характере развития локальных структур в осевой части впадины верхнепалеозойско-мезозойское время. Предложена принципиальная модель образования локальных структур в осевой части впадины за счет галокинеза солей чарской и метегерской свит кембрия. Предложенная модель глубинного строения Кемпендяйской впадины позволяет увеличить потенциал нефтегазоносности межсолевых отложений за счет миграции углеводородов из-под нижнепалеозойского соленосного комплекса. Приведены обнадеживающие результаты глубокого бурения на территории Кемпендяйской впадины.

Abstract. The problem of oil and gas potential between salt sediments in Kempendyai depression - one of the most promising oil and gas areas of Western Yakutia in close proximity to the main oil pipeline Eastern Siberia - Pacific Ocean (ES-PO). It is shown the possibility of the presence of complex of Lower Paleozoic salt sediments in Kempendyai depression, causes unique geological area and the difference of oil and gas potential. The existence of lower Paleozoic salt-complex in the lower part of the Kempendyai depression section of is supposed by comparing the exposed sections of the adjacent depressions and considering the geological history of this region of the Siberian platform. The analysis of spatial distribution of salt formations of the lower and middle Cambrian in the Ygyattinskaya, Nyuysko-Dzherbinskaya and Berezovskaya depressions shows that the most possibly Charskaya and Metegerskaya suites are saliferous in the lower Paleozoic part of the

Kempendyai depression. It is concluded that existence of the lower Paleozoic salt-complex under the middle Paleozoic salt-complex can limit the oil and gas potential of intersalt sediments. It is noted that the sediments which overlying the lower Paleozoic salt-complex on the adjacent depressions have limited oil source geochemical indicators.

Based on the study of the geological structure depression, concluded co-sedimentary nature of the development of local structures in the axial part of the basin of Upper Paleozoic and Mesozoic time. A basic model of the formation of local structures in the axial part of the basin due to galokinez of salts of chara and metegerskoy cambrian formations. The proposed model of the deep structure of Kempendyai depression can increase the potential for oil and gas of intersalt deposits due to the migration of hydrocarbons from the Lower Paleozoic salt complex. Shown encouraging results of deep drilling in the Kempendyai depression.

Ключевые слова: Кемпендяйская впадина, соленосные отложения, средний и нижний палеозой, галокинез.

Key words: Kempendyai depression, salt-bearing sediments, middle and lower Paleozoic, galokinez.

Введение

Одним из перспективных территорий Сибирской платформы на выявление значительных скоплений нефти и газа в непосредственной близости к нефтепроводу Восточная Сибирь – Тихий Океан является Кемпендяйская впадина. Кемпендяйская и Ыгыаттинская впадины, разделенные Сунтарским поднятием, составляют Западно-Виллойскую нефтегазоносную область Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Сибирской платформы.

Осадочный чехол в пределах Кемпендяйской впадины изучен глубоким бурением на глубинах 3468 м на Атыяхской площади и на 4015

м на Эселяхской площади. Скважинами вскрыты на всю мощность четвертичные, нижнемеловые, юрские, верхне-среднепалеозойские и частично нижнепалеозойские отложения. Впадина по поверхности фундамента резко асимметрична. На рисунке 1 представлена структурная схема Кемпендяйской впадины по верхнедевонским и нижнекаменноугольным отложениям.

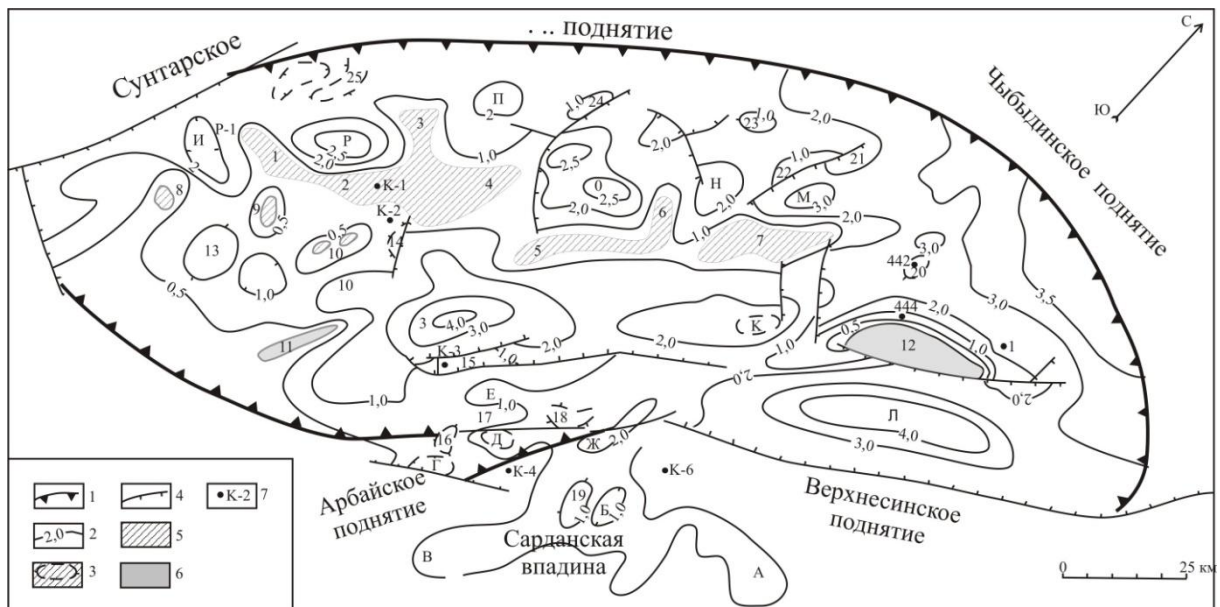


Рисунок 1. Структурная схема Кемпендяйской впадины по верхнедевонским и нижнекаменноугольным отложениям (Гайдук, 1988)

Условные обозначения: 1 – границы Кемпендяйской впадины; 2 – изогипсы (км) кровли верхнедевонских отложений; 3 – локальные антиклинали (1– Кемпендяйская, 2 – Таас-Тусская, 3 – Западно-Кюндяйская, 4 – Восточно-Кюндяйская, 5 – Багинская, 6 – Соголохская, 7 – Табасындская, 8 – Инерчинская, 9 – Улахан-Уоттахская, 10 – Соросская, 11 – Тумарская, 12 – Кэдэпчикская, 13 – Орто-Салинская, 14 – Намдырская, 15 – Ханхарско-Малыхская, 16 – Лабыктинская, 17 – Тарпытская, 18 – Учугейская, 19 – Центральная, 20 – Эбэ-Хаинская, 21 – Куогостахская, 22 – Эльгенская, 23 – Среднетонгуонская, 24 – Атыяхская, 25 – Кельхайская) и синклинали (А – Хоптолохская, Б – Южно-Кучугуйская, В – Улахан-Арбайская, Г – Хангасская, Д – Южно-Курунгурияхская, Е – Курунгурияхская, Ж – Кучугуйская, З – Кэдэргинская, И – Элесинская, К – Анабыльская, Л – Булгуннахская, М – Кэримденская, Н – Табасындская, О – Соголохская, П – Тайонская, Р – Кюндяйская; 4 – разломы; 5 – выходы верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений на поверхность; 6 – районы отсутствия нижнекаменноугольных отложений, здесь юрские отложения перекрывают разновозрастные горизонты верхнего девона; 7 – скважины, вскрывшие девонско-нижнекаменноугольные отложения

Пологий юго-восточный её борт, ограниченный разломами, осложнен узким террасовидным перегибом, расширяющимся в северо-восточной части прогиба. Наиболее прогнутая центральная часть Кемпендяйской впадины ограничивается стратоизогипсой поверхности фундамента - 9 км; ось максимального прогибания фундамента впадины смещена к её северо-западному борту. Размеры впадины 240×70 км; максимальная глубина залегания фундамента, вероятно, достигает здесь 14-15 км. Предположительно, исходя из палеогеографических и палеотектонических построений, ниже залегают протерозойские и невоскрытые нижнепалеозойские отложения с суммарной толщиной от 5 до 10 км.

Постановка проблемы

Присутствие довольно мощного (до 2 км) комплекса верхнедевонских соленосных отложений, которые, несомненно, участвуют в строении большинства (если не всех) локальных структур в пределах впадины и весьма вероятное присутствие на глубинных этажах нижнекембрийского соленосного комплекса определяют уникальность Кемпендяйского геологического района. В нижней части разреза впадины предполагаются мощные толщи нижнепалеозойских солей аналогично встречаемым в сопредельных территориях (Ыгыаттинская, Березовская и Ньюско-Джербинская впадины).

Северо-западнее, в соседней Ыгыаттинской впадине разрезы чарской и метегерской свит кембрия являются соленосными. Толщины чарской и метегерской свит колеблется от 460 до 552 и от 150 до 355 м, соответственно, при соленасыщении около 50%. Было установлено [2,13,16], что разделяющий Ыгыаттинскую и Кемпендяйскую впадины Сунтарский свод активно сформировался в позднедевонско-раннекаменноугольное время. До этого, начиная с позднего рифея до

позднего девона, эти территории имели схожую историю геологического развития в едином осадочном бассейне. Юго-западнее, в разрезе Березовской впадины, отложения чарской и метегерской свит также сложены преимущественно каменной солью. На северо-востоке Березовской впадины (Кэдэргинская площадь) чарская и метегерская свиты имеют толщины от 596 до 795 м и от 227 до 278 м, соответственно. При этом соленасыщение разреза свит увеличивается (более 50%). Все это указывает на наличие данных соленосных свит и в разрезе Кемпендяйской впадины.

В Березовской и Нюйско-Джербинской впадинах ниже чарской соленосной свиты, установлены (сверху-вниз) толбачанская и юрегинская соленосные свиты нижнего кембрия, а также торсальская пачка солей вендского возраста [6]. Торсальская пачка, распространенная в пределах Предпатомского прогиба при отдалении от него уменьшается в толщине и отсутствует в разрезе Ыгыаттинской впадины, по всей видимости, и в Кемпендяйской впадине ее нет, или имеет незначительную толщину (первые метры). В сыгдахской (аналог юрегинской) и толбачанской свитах во вскрытых разрезах Ыгыаттинской впадины соли не встречены, что позволяет предположить об их отсутствии и в Кемпендяйской впадине.

Наличие второго нижнего соленосного комплекса с позиций нефтегазоносности рассматриваемой территории может иметь неоднозначное влияние. Углеводороды выявленных месторождений на юго-западе Республики Саха (Якутия), по мнению ведущих исследователей Сибирской платформы, связаны нефтегазоматеринским потенциалом отложений верхнего протерозоя [1,3,4,5,7]. Данное предположение фактологически было обосновано в 1960-1970-х годах П.Н. Колосовым [9,10,11]. П.Н. Колосов на основе палеонтологического изучения позднекембрийских отложений южного обрамления Сибирской платформы пришел к выводу, что «при благоприятных физико-химических условиях остатки водорослей являлись главными источниками

углеводородов, скопления которых в результате преобладающей вертикальной миграции... наблюдаются в перекрывающих рифей или чаще залегающих на архее песчаниках юдомия» [11].

Являясь идеальным флюидоупором сохраняющим скопления углеводородов, нижнепалеозойский соленосный комплекс мог стать на пути реализации нефтегазоматеринского потенциала верхнепротерозойских отложений на недоступных в настоящее время глубинах. В этом случае, нефтегазоносность межсолевого комплекса будет ограничиваться, только нефтегазоматеринским потенциалом межсолевых отложений, который по геолого-геохимическим данным смежных территорий весьма скромный, в лучшем случае, могут сгенерировать незначительные по объемам скопления углеводородов с аномально высокими пластовыми давлениями.

Экспериментальная часть

Картину перспектив нефтегазоносности Кемпендйской впадины существенно может изменить миграция углеводородов из-под вендско-нижнекембрийского соленосного комплекса за счет галокинеза - пластического течения каменной соли. Теория пластического течения основана на представлении о том, что и соль, и осадки ведут себя как жидкости с высокой вязкостью, или как пластические вещества, способные к течению. При обычных условиях каменная соль имеет плотность $2,2 \text{ г/см}^3$, и она почти не увеличивается с повышением давления вышележащих пород при погружении.

Ван Таилом подсчитано, что сопротивление каменной соли пластическому течению окончательно преодолевается на глубине в среднем около 12 000 футов (3657,6 м) [12]. Как только какая-либо часть соленосной толщи оказывается приподнятой над окружающими участками ее поверхности, возникает дифференцированное боковое давление, ибо мощность, а, следовательно, и вес перекрывающих формаций над

окружающими соляное поднятие участками несколько больше, чем над самим поднятием. Сочетание бокового давления и повышенной температуры, с одной стороны, и амплитуды поднятия в кровле соленосной толщи, с другой, в конце концов, вызовут перемещение каменной соли вертикально вверх, выступающей здесь как пластическая масса в виде штока. Движение штока продолжается до тех пор, пока не окажется истощенным источник соли или пока рост штока не будет остановлено равновесными условиями, а в последующем может продолжаться ввиду тектонического ослабления или дальнейшего увеличения давления на нее.

Возможность галокинеза верхнедевонских солей была показана на территории Вилуйской синеклизы на больших глубинах (более 7000-8000 м) в коллективной работе [15]. В Кемпендяйской впадине, по всей видимости, большинство выявленных и частично наблюдаемых на дневной поверхности верхнедевонских солянокупольных структур обязаны не их собственной гравитационной нагрузке, а процессам галокинеза соленосных отложений нижнего структурного этажа в осевой ее части. Справедливости ради, нужно заметить, впервые возможная связь солянокупольных структур с диапиризмом нижнекембрийских солей была отмечена Н.М. Чумаковым [18].

Утонение в присводовых частях соляных структур отдельных горизонтов курунгурыхской свиты нижнего карбона четко фиксирует время начала роста. В сводах структур обнажаются красноцветные отложения соленосной кыгылтууской и карбонатно-терригенной намдырской свит верхнедевонского возраста. Крылья сложены породами карбонатно-терригенной курунгурыхской свитой нижнего карбоната и несогласно перекрывающимися их отложениями мезозоя. Ассиметрия геологического строения крыльев соленосных структур выходящих на дневной свет свидетельствует о разобщенности осадочно-формационных комплексов по разные стороны соляных куполов с каменноугольного

времени. Так, на северо-западных крыльях непосредственно на породах намдырской свиты верхнего девона налегают отложения верхней юры и нижнего мела, а на юго-восточных – нижнекаменноугольные отложения перекрываются образованиями всех трех отделов юрской системы. Таким образом, верхнедевонские соляные структуры проявляют конседиментационный характер.

О конседиментационном характере развития локальных структур Кемпендяйской впадины в течении раннекаменноугольно-мезозойского времени писали Г.Э. Фришенфельд [17], К.Е. Колодезников [8].

В пользу конседиментационного характера верхнедевонских соляных структур свидетельствуют полевые наблюдения и результаты бурения. Бурением Кемпендяйской структурно-поисковой скважины на юго-западном крыле Кемпендяйской структуры и колонковых скважин К-Х и К-2 на Таас-Туусской структуре установлено четкое горизонтальное переслаивание соли и терригенно-карбонатных пород. Кроме того, до сих пор не известно ни одного случая контактирования соли, обходя намдырскую свиту, с вышележащими породами курунгурыхской свиты нижнего карбона и с мезозойскими образованиями. Таким образом, достаточно четко фиксируется пластовое залегание верхних горизонтов соленосной толщи, другими словами явления «ядер протыкания» верхнедевонских солей не было.

Галокинез кембрийских солей косвенно подтверждается плановым распространением естественных выходов соленосных пластов среднего палеозоя именно в осевой глубокой части Кемпендяйской впадины. Сделано сопоставление планового расположения выходов соленосных отложений среднего палеозоя со структурной картой по отражающему горизонту К – предположительно верхи чарской свиты (рисунок 2). По глубинам залегания данного отражающего горизонта и пользуясь зависимостью Ван Таила, можно предположить, что физически процессы галокинеза в осевой части Кемпендяйской впадины могли

реализовываться, уже начиная с каменноугольного времени за счет кембрийских солей и достаточной толщины вышележающих отложений. Глубина для сопоставления в 5,6 км (3,6+2) выбрана с учетом постдевонских отложений, которые на северо-западном крыле впадины имеют толщину более 2 км, а в юго-восточном менее 2 км (в среднем 2 км). Как видно из рисунка 2 изолиния 5,6 км проходит субпараллельно поверхностным выходам соляных пластов, что может свидетельствовать об их парагенетической связи с соленосными отложениями чарско-метегерского комплекса.

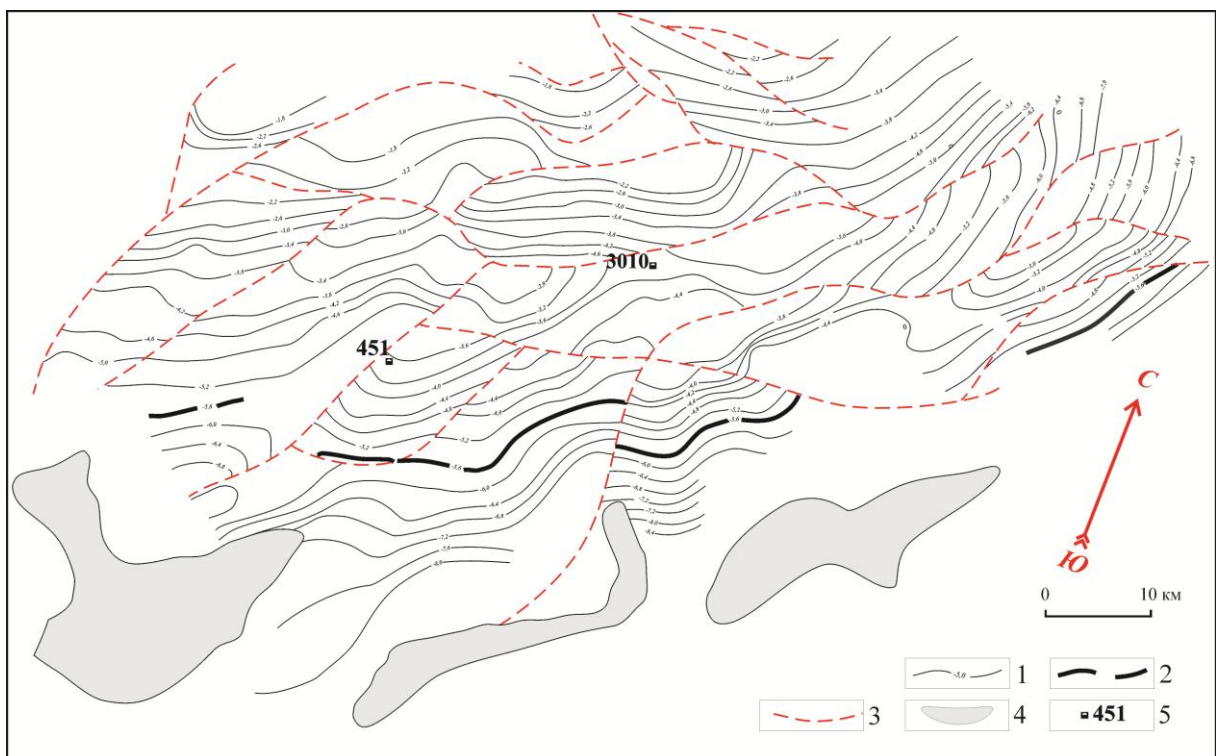


Рисунок 2. Сопоставление структурного плана отражающего горизонта К северо-западного борта Кемпендяйской впадины («Кемпендяйские дислокации») и соляных структур на поверхности
 Условные обозначения: 1 - изолинии отражающего горизонта К - кровли нижнего кембрия, предположительно кровля метегерской свиты, 2 - изолиния 5,6 км (изолиния глубины начала галокинеза в нижнекаменноугольное время), 3 - разрывные нарушения, 4 - соляные пласты на поверхности, 5 - скважины глубокого бурения

Поскольку осадконакопление продолжалось и после каменноугольного времени преимущественно в краевых синклиналиях солянокупольных структур, давление на нижнепалеозойский соленосный комплекс

продолжало расти, то весьма вероятно, движение штока продолжалось до полного истощения нижнепалеозойских солей. В таком случае, основная проблема наличия верхнепротерозойских источников углеводородов решается возможностью их перетоков из-под нижнепалеозойских соленосных отложений.

В случае близости к истине вышеприведенного предположения, в центральных частях естественных выходов верхнедевонских соляных отложений ожидается их утонение в разрезе с образованием возможных пластовых антиклинальных ловушек с повышенной трещиноватостью в подсолевых отложениях. Также вероятно наложение (соединение) нижнего солевого комплекса с верхним солевым комплексом с образованием литологически экранированных залежей УВ. Принципиальная схема глубинной модели Кемпендяйской впадины без наложения соленосных комплексов представлена на рисунке 3.

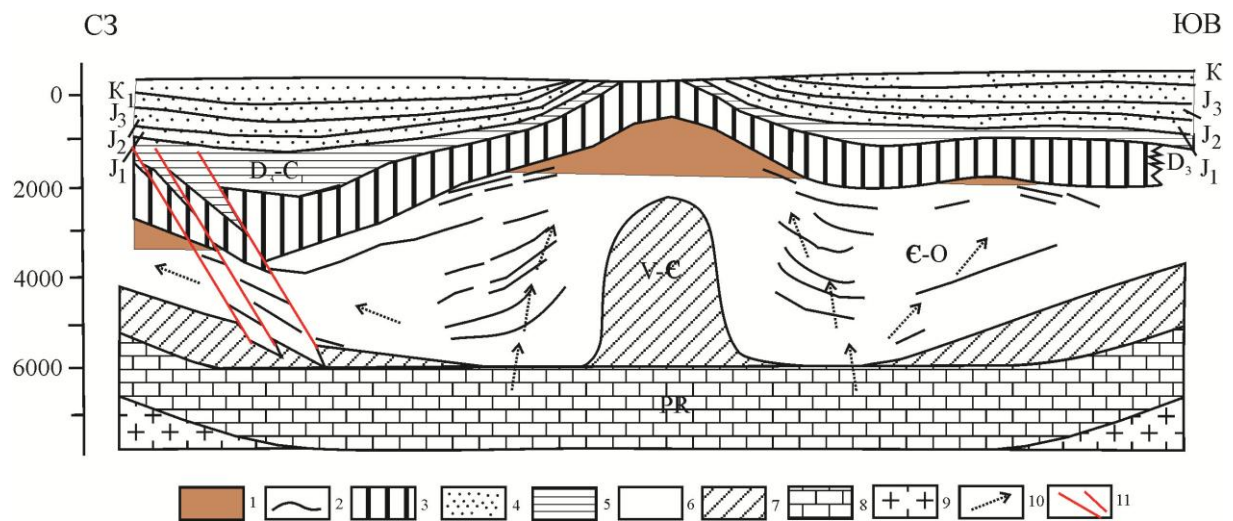


Рисунок 3. Принципиальная схематическая модель глубинного строения Кемпендяйской впадины

Условные обозначения: 1 - возможные зоны аккумуляции УВ, 2 - разделы между структурными этажами и литолого-стратиграфическими горизонтами, 3 - верхнедевонские соленосные отложения, 4 - мезозойские угленосно-терригенные отложения, 5 - верхнедевонско-нижнекаменноугольные безсолевые отложения, 6 - нижнепалеозойские терригенно-карбонатные отложения, 7 - венд-кембрийские соленосные отложения, 8 - протерозойские отложения, 9 - фундамент, 10 - пути миграции УВ, 11 - «Кемпендяйские дислокации»

Предлагаемая модель также может объяснить тектоническую природу так называемых «Кемпендяйских дислокаций» на северо-западном борту впадины. Из рисунка 3 видно, что нижнепалеозойские отложения разбиты высокоамплитудными разломами на систему односторонних горстов (ступеней) амплитудой до 2 км, шириной 5-25 км и длиной до 100 км. Представляется, что при перемещении нижнепалеозойских соляных масс без разрушения целостности вышележающих пластов (криптодиапиризм) обусловили общее воздымание и по периферийным частям верхней части разреза впадины с образованием сбросов. С момента образования соляного штока, и по мере истощения соляных масс, нижнего соленосного комплекса, по всей видимости, образовались своеобразные структуры гравитационного срыва – «Кемпендяйские дислокации».

О высоких перспективах нефтегазоносности исследуемой территории свидетельствуют результаты глубокого бурения в районе вышеуказанных «Кемпендяйских дислокаций». Так, в 1985 г. при бурении на Атыяхской структуре (скважина № 451) из подсолевых отложений было получено аварийное проявление газа. В интервале глубин 3560-3582 м резко возросла скорость механического бурения, обнаружилось поступления газа в промывочную жидкость (содержание газа в жидкости достигало 30-40%). Состав газа отличался более высоким содержанием гомологов метана (C_2H_6 - 8,4%, C_3H_8 - 5,4%, C_3H_{10} - 2,3%) по сравнению с газами газонефтяных месторождений НБА. Другими словами, состав газа в этой скважине соответствует составу газа газовой шапки нефтяного месторождения. Пластовое давление, рассчитанное в процессе задавки скважины с целью предотвращения аварийного выброса газа, составляло 50-52 МПа, что более чем на 15 МПа превышает условное гидростатическое давление. Потенциальный дебит из открытого ствола скважины, рассчитанный для пластового давления 52 МПа по экспериментальной программе специалистами ВНГРЭ равен 0,6-1,1 млн м³/сут [14]. Все это позволяет констатировать факт существования проницаемых толщ и высоко

оценивать перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений Кемпендяйской впадины.

Выводы

Анализ распределения нижнепалеозойских соленосных пластов на территории юго-западной Якутии, в частности, Ыгыаттинской, Березовской и Ньюско-Джербинской впадинах, а также история геологического развития этой части Сибирской платформы указывает на их наличие и в низах Кемпендяйской впадины. Сделано предположение, что конседиментационный характер развития среднепалеозойских соляных структур вскрываемых на дневной поверхности в осевой части Кемпендяйской впадины обусловлен процессами галокинеза нижнепалеозойского соленосного комплекса. Показано, что необходимые и достаточные условия для галокинеза чарских и метегерских соленосных отложений кембрия в Кемпендяйской впадине достигаются с каменноугольного времени. Перспективы нефтегазоносности Кемпендяйской впадины могут быть существенно увеличены за счет реализации нефтегенерационного потенциала верхнепротерозойских отложений под верхнедевонскими соленосными отложениями.

Список используемых источников

- 1 Вассоевич Н.Б., Соколов Б.А. О нефтегазоносности платформенных образований докембрия // Корреляция докембрия: тез. докл. М., 1975. С.48-49.
- 2 Гайдук В.В. Вилуйская среднепалеозойская рифтовая система. Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1988. 128 с.
- 3 Геология и нефтегазоносность осадочных бассейнов Восточной Сибири /Под ред. В.В. Забалуева. М.: Недра, 1980. 200 с.

4 Геология нефти и газа Сибирской платформы / Анциферов А.С. и др. Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра, 1981. 552 с.

5 Геохимия нефтей, конденсатов и природных газов рифей-вендских и кембрийских отложений Сибирской платформы /Дробот Д.И. и др. М.: Недра, 1988. 240 с.

6 Жарков М.А. История палеозойского соленакопления. Новосибирск: Наука, 1978. 272 с.

7 Геохимия нефтей востока Сибирской платформы /Каширцев В.А. и др. Якутск: Изд-во ЯНЦ СО РАН. 2009. 164 с.

8 Колодезников К.Е. Девон и нижний карбон западной части Вилюйской синеклизы. М.: Наука, 1982. 101 с.

9 Колосов П.Н. Органические остатки верхнего докембрия юга Якутии// Стратиграфия и палеонтология протерозоя и кембрия востока Сибирской платформы. Якутск: Якут. кн. изд-во, 1970. С. 57-70.

10 Колосов П.Н. Стратиграфия верхнего докембрия юга Якутии. Новосибирск: Наука, 1975. 156 с.

11 Колосов П.Н. Древние нефтегазоносные толщи юго-востока Сибирской платформы. Новосибирск: Наука, 1977. 90 с.

12 Леворсен А. Геология нефти и газа /пер. с англ., 2 изд. М. : Мир, 1970. 640 с.

13 Москвитин И.Е., Ситников В.С., Михайлов В.А. Строение, развитие и нефтегазоносность Сунтарского поднятия //Тектоника и нефтегазоносность Якутии: сб. науч. тр. /ЯНЦ СО АН СССР. Якутск, 1989. С. 59-67.

14 Сафронов А.Ф. Перспективы наращивания сырьевой базы нефтегазодобычи на территории Республики Саха (Якутия)// Наука и техника Якутии. 2009. №2 (17). С. 15-21.

15 Сафронов А.Ф., А.Г. Берзин, Г.С. Фрадкин. Тектоническая природа локальных поднятий Вилюйской синеклизы // Геология нефти и газа. 2003. №4. С. 20-28

16 Фрадкин Г.С., Моисеев С.А., Сафронов А.Ф. Среднепалеозойский мегакомплекс востока Сибирской платформы – перспективный нефтегазоносный объект Якутии//Минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. №2. С. 44-59

17 Фришенфельд Г.Э. О геологическом строении Ленско-Вилюйского водораздела и генезиса Кемпендяйских месторождений каменной соли. // Бюлл. МОИП. Отд. Геол. 1930. Т. VIII, №3-4. С. 3-10

18 Чумаков Н.М. Стратиграфия и тектоника юго-западной части Вилюйской впадины // Тектоника СССР. 1959. Т. 4. С. 345-451.

References

1 Vassoevich N.B., Sokolov B.A. O neftegazonosnosti platformennikh obrazovaniy dokembriya // Korrelyatsiya dokembriya: Tezisi dokladov. M., 1975. S. 48-49. [in Russian].

2 Gayjduk V.V. Vilyuyjskaya srednepaleozoyjskaya riftovaya sistema. Yakutsk: YaF SO AN SSSR, 1988. 128 s. [in Russian].

3 Geologiya i neftegazonosnostj osadochnikh bassejnov Vostochnoy Sibiri / Pod red. V.V. Zabalueva. M. : Nedra, 1980. 200 s. [in Russian].

4 Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformi /A.S. Anciferov, i dr. / Pod red. A.Eh Kontorovicha, V.S. Surkova, A.A. Trofimuka. M. : Nedra, 1981. 552 s. [in Russian].

5 Geokhimiya neftey, kondensatov i prirodnykh gazov rifeyj-vendskikh i kembriyjskikh otlozheniy Sibirskoy platformi/ Drobot D.I. i dr. M.: Nedra, 1988. 240 s. [in Russian].

6 Zharkov M.A. Istoriya paleozoyjskogo solenakopleniya. Novosibirsk: Nauka, 1978. 272 s. [in Russian].

- 7 Geokhimiya neftey j vostoka Sibirskoyj platformih / Kashircev V.A. и др. Yakutsk : Izd-vo YaNC SO RAN. 2009. 164 s. [in Russian].
- 8 Kolodeznikov K.E. Devon i nizhniyj karbon zapadnoyj chasti Vilyuyjskoyj sineklizih. M. : Nauka, 1982. 101 s. [in Russian].
- 9 Kolosov P.N. Organicheskie ostatki verkhnego dokembriya yuga Yakutii// Stratigrafiya i paleontologiya proterozoya i kembriya vostoka Sibirskoyj platformih. Yakutsk: Yakut. kn. izd-vo,1970. S. 57-70. [in Russian].
- 10 Kolosov P.N. Stratigrafiya verkhnego dokembriya yuga Yakutii. Novosibirsk: Nauka, 1975. 156 s. [in Russian].
- 11 Kolosov P.N. Drevnie neftegazonosnihe tolthi yugo-vostoka Sibirskoyj platformih. Novosibirsk: Nauka, 1977. 90 s. [in Russian].
- 12 Levorsen A. Geologiya nefti i gaza /per. s angl., 2 izd. M.: Mir, 1970. 640 s. [in Russian].
- 13 Stroenie, razvitie i neftegazonosnostj Suntarskogo podnyatiya/ Moskvitin I.E. и др. // Tektonika i neftegazonosnostj Yakutii. Yakutsk: YaNC SO AN SSSR, 1989. S.59-67. [in Russian].
- 14 Safronov A.F. Perspektivih narathivaniya sivrjevoj bazih neftegazodobihchi na territorii Respubliki Sakha (Yakutiya)// Nauka i tekhnika Yakutii, 2009, №2 (17). S.15-21. [in Russian].
- 15 Safronov A.F., A.G. Berzin, G.S. Fradkin. Tektonicheskaya priroda lokalnihkh podnyatij Vilyuyjskoyj sineklizih // Geologiya nefti i gaza. 2003. №4. S. 20-28 [in Russian].
- 16 Fradkin G.S., Moiseev S.A., Safronov A.F. Srednepaleozoyjskiyj megakompleks vostoka Sibirskoyj platformih – perspektivnihyj neftegazonosnihyj objhekt Yakutii. S. 44-59. [in Russian].
- 17 Frishenfeljd G.Eh. O geologicheskom stroenii Lensko-Vilyuyjskogo vodorazdela i genezisa Kempendyayjskikh mestorozhdenij kamennoj soli. // Byull. MOIP. Novaya ser. Otd. Geol. 1930, T. VIII, №3-4. S. 3-10. [in Russian].

18 Chumakov N.M. Stratigrafiya i tektonika yugo-zapadnoy chasti Vilyuyjskoj vpadinih // Tektonika SSSR. M.: Izd-vo AN SSSR, 1959. T. 4. S. 345-451. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

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

A. I. Sivtsev, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Senior Scientist of the Laboratory of Oil And Gas Fields Geology at the Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, the Republic of Sakha (Yakutia), Yakutsk, the Russian Federation

e-mail: maraday@yandex.ru

Александров А. Р., Научный сотрудник лаборатории геохимии каустобиолитов ФГБУН Институт проблем нефти и газа СО РАН Республика Саха (Якутия), г. Якутск, Российская Федерация

A. R. Alexandrov, Scientific Researcher of the Laboratory of Caustobioliths Geochemistry at the Institute of Oil and Gas Problems SB RAS Yakutsk, the Russian Federation

e-mail: nopeg@ipng.ysn.ru