

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 551.24

Нефтегазоносность нижнего структурного осадочного чехла в Калтасинском авлакогене с позиций глубинного абиогенного генезиса углеводородов

С.В. Козлов^а, И.С. Копылов^б

^аПермский национальный исследовательский политехнический университет 614990, Пермь, Комсомольский пр., 29. E-mail: Sergey.V.Kozlov@lukoil.com

^бПермский государственный национальный исследовательский университет 614990, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: georif@yandex.ru

(Статья поступила в редакцию 25 июня 2022 г.)

Показана причинно-следственная связь между расположением месторождений углеводородов для верхнего структурного осадочного чехла и градиентом амплитуд неотектонических движений. В рамках рассматриваемой модели участки, перспективные для УВ в рифей-вендских отложениях с учетом глубины проникновения в осадочный чехол глубинных УВ-флюидов, должны соответствовать определенным значениям градиента амплитуд неотектонических движений. Дополнительным критерием, контролируемым нефтегазоносность территории, рассматривалось горное давление на границе Мохо. Выявлено два максимума как количества, так и суммы геологических запасов по нефтяным месторождениям. Проведено ранжирование территории по перспективам нефтегазоносности. Намечены два первоочередных участка на опоскование залежей нефти и газа.

Ключевые слова: *нефть и газ, глубинный абиогенный генезис, геодинамическая активность, неотектоническая модель нефтидогенеза, горное давление на границе Мохо.*

DOI: 10.17072/psu.geol.21.4.369

Введение

В последние годы в мире отмечается, что знание основных принципов геодинамического и термомеханического поведения литосферы, динамики мантии и функционирования систем маршрутизации углеводородов (УВ) обеспечивает прочную основу для изучения нефтегазоносных бассейнов и является необходимым условием для эксплуатации ресурсов УВ (Allen A.Ph. et al. 2013; Hantschel T. et al. 2009; Monge A.M. et al., 2016).

Толщина литосферы в Уральском орогене достигает 300 км и более, в пределах Пермского края она составляет 260–280 км. Западную, центральную и южную части Перм-

ского края занимает огромный Калтасинский авлакоген (размеры в пределах края составляют 240 км × 70–80 км), осложненный, в свою очередь, локальными выступами, впадинами и седловинами. Сужаясь к северу, он ограничен здесь разломами от Камской моноклинали, на северо-востоке – от Чёрмоозской седловины и Пермского выступа. Восточная граница наиболее контрастно выражена на стыке авлакогена с Кунгурско-Красноуфимским выступом, в районе его восточного склона. Наибольшая глубина погружения Калтасинского авлакогена фиксируется южнее Ножовского и Осинского выступов, где абсолютные отметки поверхности фундамента достигают 10500 м. Рифей-вендские отложения, слагающие нижний

структурный осадочный чехол, представлены известняками, доломитами, аргиллитами, мергелями, алевролитами и песчаниками. Данные отложения характеризуются широким распространением, значительной мощностью, присутствием нефтегазопроявлений и непромышленных залежей нефти на Сивинской, Очерской, Верещагинской и Ларионовской структурах у западного борта Ракшинской седловины.

Теоретические предпосылки

На основе закона пространственно-стратиграфического распределения углеводородов в недрах земной коры, сформулированного А.И. Тимурзиевым в 2006 г., была установлена главная последовательность распределения залежей нефти и газа как по фазовому состоянию, так и по запасам в связи с градиентом амплитуд неотектонических движений (Тимурзиев, 2007). Выявлен верхний предел значения неотектонической активности земной коры, превышение которого приводит к разрушению залежей УВ, а также нижний предел нефтегазоносности, когда тектонический разлом не проникает в осадочный чехол. В последнем случае потенциальные месторождения могут быть приурочены только к кристаллическому фундаменту. И только определенный коридор значений градиента амплитуд неотектонических движений обеспечивает условия как образования, так и сохранности залежей УВ. Предложенная геодинамическая модель, отражающая эволюцию нефтидогенеза, позволяет после стадии обучения, т.е. увязки наблюдаемых фактов и выделения определяющих показателей, выйти на прогноз нефтегазоносности локальных участков. Привычное трехмерное пространство, одна из осей которого (z) связана с глубиной, а две другие (x , y) характеризуют геодинамическую активность тектонических процессов, причем по времени охватывающую промежутки времени первые млн лет, и потому именуемые неотектоническими, являются теми координатными осями, которые, по крайней мере, не вызывают искр в споре «органиков» и «неоргаников». В работе (Каракин и др., 2003) авторы, рассматривая коровые волноводы, разломную тектонику на

большом обширном материале, показали, что большую роль в разломной тектонике кристаллической коры разной по возрасту и типу развития регионов играют нарушения листрической формы. Здесь же авторы констатировали, что на древних платформах характерной глубиной первого волновода является 8–15 км и показали тесную связь распространения волноводов и листрических разломов. Для коровых волноводов характерна развитая трещиноватость и насыщенность флюидами: смесь на водной основе с углеводородами. Листрический разлом представляет собой тектонический разлом с характерной кривизной плоскости смещения. По морфологии это субвертикально-крутонаклонно ориентированный разлом, сужающийся вниз и выполаживающийся с глубиной к кровле кристаллического фундамента (не всегда), плавно переходящий в волноводы. Предложенная схема рассуждений, включающая главную нефтидную ветвь, хорошо аппроксимируется уравнением канонической параболы:

$$G^2 = 2PH, \quad (1)$$

где G – градиент амплитуд неотектонических движений, м/км; P – параметр параболы; H – глубина, км (Копылов, Козлов, 2014).

Методология оценки геодинамической активности

Методология оценки геодинамической (неотектонической) активности рассмотрена в работах (Копылов, 2011, 2018). Комплекс исследований включал: подготовку материалов дистанционных съемок, визуальное выделение геоиндикаторов, интерактивное компьютерное структурно-геологическое дешифрирование космических снимков с выделением предполагаемых тектонических нарушений (линеаментов) разных рангов (характеризующих различную глубинность), ландшафтных кольцевых аномалий, отражающих погребенные структуры фундамента и осадочного чехла, автоматизированную обработку данных, разработку критериев, различные виды классификаций, создание локальных баз данных, создание цифровых моделей рельефа, морфонеотектонический, ландшафтно- и линеаментно-геодинами-

ческий анализы, сопоставление данных с геофизическими и другими полями и оценку достоверности результатов, создание итоговых карт районирования, оценки и прогноза.

Геодинамические активные зоны (АЗ) представляют собой ограниченные, протяжённые в плане участки земной коры, с концентрацией тектонического напряжения, обусловленного внутренними силами Земли и их активностью на современном этапе неотектонического развития, характеризующиеся пониженной прочностью, повышенной трещиноватостью, проницаемостью и, как следствие, проявлением разрывной тектоники, сейсмичности, подъёмом флюидов и других процессов. Геодинамическими АЗ, как правило, являются мобильные зоны трещинно-разрывных нарушений на границах блоковых структур, узлы пересечения разнонаправленных нарушений, осложняющие неотектонические блоки, внутриблоковые участки сгущения сети нарушений. Критери-

ями оценки геодинамической активности являются различные расчетные показатели. Одним их важнейших показателей является плотность разломов, линеаментов и мегатрещин. Ранжирование геодинамической активности по этому показателю проводится по градациям с учетом баллов статистического распределения по их интенсивности (обычно выделяется 6 градаций с учетом среднего арифметического – «х» и стандартного отклонения – «s»): 1 балл $< (x-s)$; 2 балл $(x-s) \div x$; 3 балл $x \div (x+s)$; 4 балл $(x+s) \div (x+2s)$; 5 балл $(x+2s) \div (x+3s)$; 6 балл $> (x+3s)$.

Геодинамическая активность и степень плотности линеаментов, как указано выше, ранжирована на 6 качественных классов. Каждый класс, помимо качественной оценки, характеризуется количественным значением градиента амплитуд неотектонических движений (табл. 1).

Таблица 1. Классификация геодинамической (неотектонической) активности

| Класс | Качественная характеристика геодинамической активности (цвет на карте) | Градиент амплитуд неотектонических движений, G м/км |
|-------|--|---|
| 1 | Чрезвычайно высокая | 21÷22 |
| 2 | Очень высокая | 20÷21 |
| 3 | Высокая | 19÷20 |
| 4 | Повышенная | 14÷19 |
| 5 | Средняя | 9.5÷14 |
| 6 | Низкая | <9.5 |

Вполне уверенно предполагается, что они отражают соответственно различную степень геодинамической активности (от условно стабильной до условно чрезвычайно высокоактивной). При этом к геодинамическим АЗ относятся участки с очень высокой и чрезвычайно высокой трещиноватостью и в отдельных случаях – участки с высокой трещиноватостью, отличающиеся высокой контрастностью относительно фона.

В пределах Пермского края проведена систематизация данных, позволяющих дать оценку геодинамической (неотектонической) активности территории. Установлено 60 геодинамических АЗ регионального и зонального уровней. Они имеют мозаичное строение и при детализации разбиваются на зоны ло-

кальных уровней (рис. 1). Как правило, в их пределах концентрируются ландшафтные кольцевые аномалии (ЛА) разных уровней детальности. Всего в пределах Пермского края установлено более 5 тыс. ЛА (Копылов, 2015).

Неотектоническая модель нефтидогенеза Калтасинского авлакогена

Очень важный и принципиальный вопрос касается отличий в технологии прогнозирования и в методах ГРП для месторождений УВ с выходом на перспективные области глубинной нефти в Пермском крае как по разрезу, так и по площади.

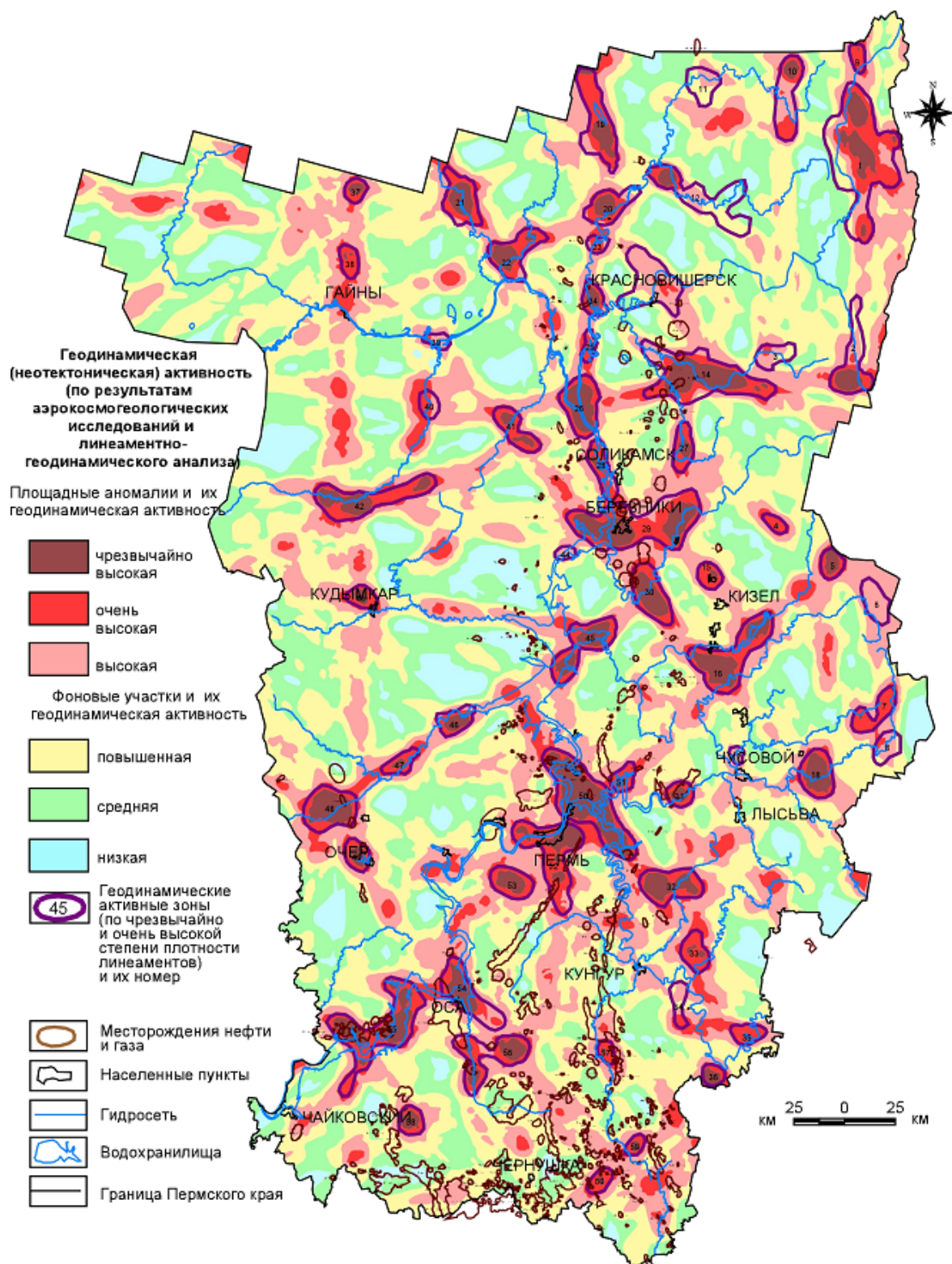


Рис. 1. Карта активных геодинамических зон Пермского края

Понятно, что чем больший (до определенных значений) градиент неотектонических движений имеет место быть в некотором районе, тем больший этаж нефтегазоносности может возникнуть, исходя из мощности осадочного чехла и кристаллического фундамента. Для верхней части осадочного

чехла наиболее вероятный эволюционный сценарий для месторождений нефти и газа, образованных до четвертичного периода – это разрушение залежей УВ, чем их сохранность, т.к. циклов активизации тектонических подвижек может быть несколько.

Таблица 2. Стратиграфическая приуроченность запасов УВ в зависимости от градиента амплитуд неотектонических движений Калтасинского авлакогена (G , м/км)

| Стратиграфия (индекс) | Нижний предел нефтегазоносности | Верхний предел нефтегазоносности | Главный предел нефтегазоносности | Примечание |
|-------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| Верхний предел нафтигенеза $G > 22$ | | | | Зона рудогенеза |
| P | 13,5 | 22 | 19,5 | Верхний структурный осадочный чехол |
| C | 13 | 21,5 | 17,6 | |
| D | 12 | 19,5 | 16,3 | |
| V | 10 | 18 | 14 | Нижний структурный осадочный чехол |
| R | 3÷9 | 5÷17 | 4÷13 | |
| PR ₂ -AR | 2 | 3 | 2,5 | Кристаллический фундамент |
| Нижний предел нафтигенеза $G < 2$ | | | | Корневая зона ГНВ |

* P, C, D – фактические значения; V, R, PR₂-AR – прогнозные значения

Битумы в этой нафтидной ветви находятся на конце цепочки.

В табл. 2 приведены пограничные значения градиента амплитуд неотектонических движений для выявленных и потенциальных месторождений УВ Пермского края Калтасинского авлакогена

Главная нафтидная ветвь стабильного образования и сохранения залежей УВ, по общему сравнению, приведенному выше, выглядит как дерево: корневая зона как начало собственно нафтидного цикла, включающая коровый волновод; стволовая зона – собственно ГНВ, ограниченная листрическими разломами, с месторождениями УВ; крона с ветвями (листвой) в виде залежей УВ.

Процесс нефтегазовых инъекций идет снизу вверх. В данных координатах (ось z) приложения действующих сил (причинно-следственная связь) и рассматривается представленная модель.

Оценка горного давления на границе Мохо

Для оценки горного давления на границе или поверхности Мохоровичича (сокр. Мохо или «М») были выполнены следующие процедуры. По каждому месторождению Пермского края, а таковых в базу привлечено 236, было рассчитано уникальное значение гор-

ного давления на границе Мохо, согласно следующему выражению:

$$P_{\text{гор}}^z = \sum_{i=1}^n \rho_i h_i g \quad (2)$$

где ρ – средние значения плотности осадочных и магматических горных пород, 2300 кг/м³ и 2800 кг/м³ соответственно; h – мощности осадочных и магматических горных пород, м; g – ускорение силы тяжести, 9.81 м/с².

Исходя из закономерностей строения осадочного бассейна краевого или центрального типа, согласно выражению (2), горное давление от бортов складчатых систем к осевой наиболее погруженной части любого осадочного бассейна с учетом только различия плотностей горных пород уменьшается. И это отличие на границе «М» для зон максимальной концентрации открытых месторождений УВ может составлять 3–5% и более. Т.е. наиболее погруженные зоны осадочного бассейна, используя не геологическую терминологию, являются «слабым звеном» для системы плюм-тектоники и подвержены тектоническим разломам в первую очередь.

На основании выполненных расчетов была построена карта, отображающая величину горного давления на границе «М» для Пермского края (рис. 2), а также построен график зависимости запасов нефти и газа от интервалов горного давления на границе Мохо (рис. 3). На графике четко выделяется два

максимума как количества, так и суммы геологических запасов по нефтяным месторождениям в интервалах горного давления на границе Мохо, равного 1131–1140 и 1151–1160 МПа. Запасы природного газа идут в противофазе: больше нефти – меньше газа и наоборот.

Некоторые геолого-геофизические данные раздела Мохо в пределах континентальной коры Пермского края

1. Академическое понятие рассматривает поверхность Мохо как раздел, отделяющий континентальную (или океаническую) кору, т.е. земную кору, от верхней мантии. Сред-

няя мощность континентальной коры составляет 40–50 км, океанической – 10 км. Характеризуется скачкообразным увеличением скорости сейсмических волн. Указанный факт объясняется петрологической неоднородностью пород литосферы.

2. Природу волноводов (сейсмических границ), обстоятельно описывает Н.И. Павленкова (2013) и связывает их с флюидонасыщенными областями. В литосфере такие слои – волноводы – встречаются часто на глубинах 10–15 км, на уровне границы «М», на глубинах 100 км и более. Данные факты и другие результаты сейсмических исследований показывают, что кора и литосфера обладают слоистой структурой.

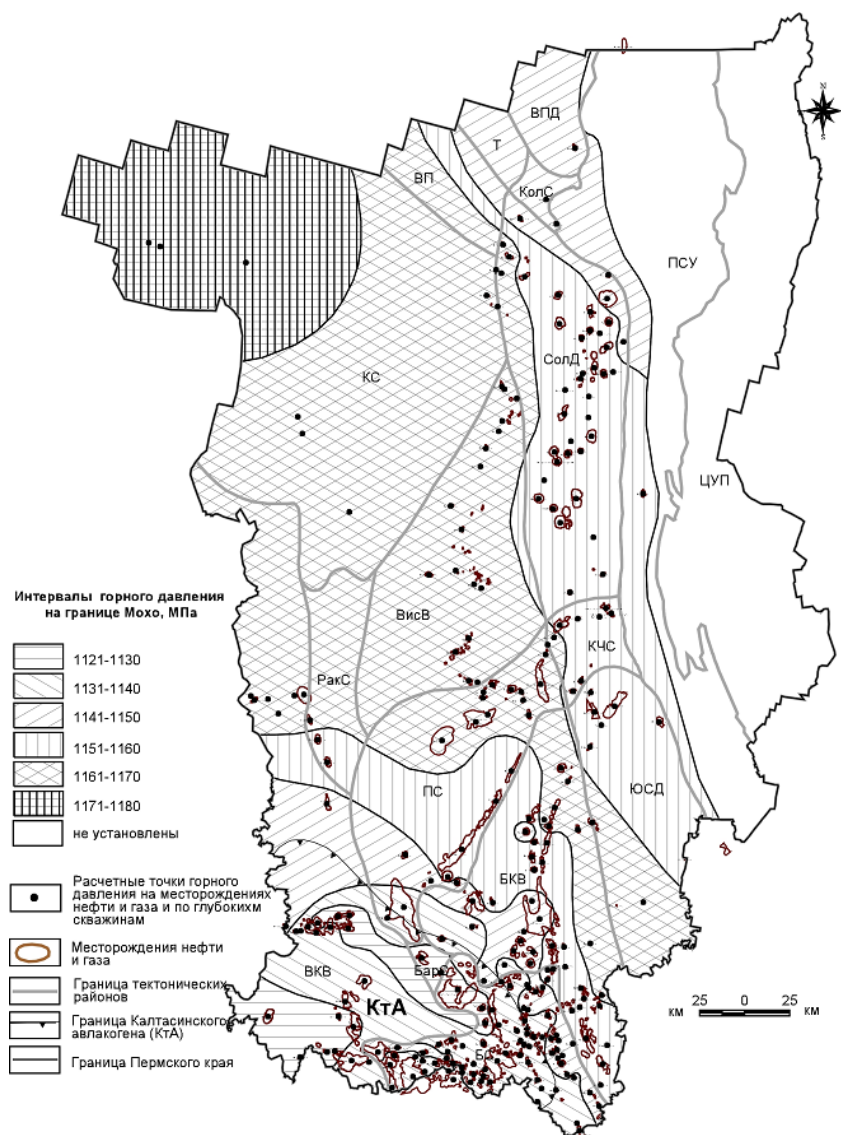


Рис. 2. Карта величины горного давления на границе Мохо по месторождениям нефти и газа Пермского края

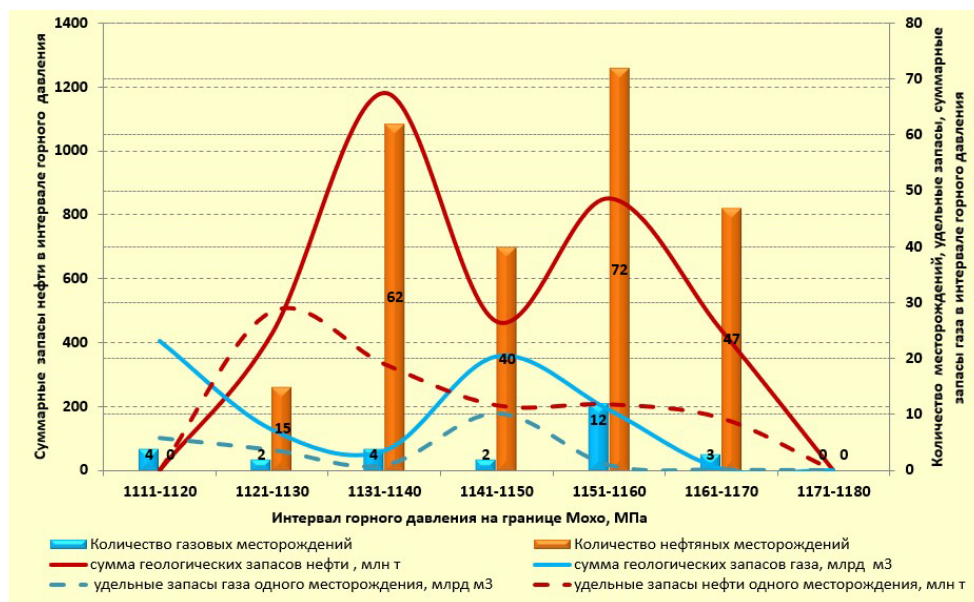


Рис. 3. График соотношения запасов нефти и газа от интервалов горного давления на границе Мохо по месторождениям Пермского края

Слои с пониженной сейсмической скоростью не всегда связаны с петрологической неоднородностью пород литосферы. Наличие в породах флюидов может влиять на резкие изменения скоростей и слоистость верхней мантии.

3. Как замечает Летников Ф.А. (2001): «*весьма характерно, что максимальной мощности (более 80 км) зона пониженных скоростей достигает под Западно-Сибирской плитой, и именно эта ее часть характеризуется аномально высокой концентрацией нефти и углеводородных газов. Из полученных данных весьма вероятным следует вывод о неоднократных «импульсах» поступления глубинных флюидов в земную кору и верхнюю мантию, когда каждый из них оставлял протяженные по латерали зоны флюидизированных пород, фиксируемых как зоны пониженных скоростей.*»

4. Глубина залегания границы «М» в платформенной части региона составляет около 42 км. В пределах Предуралья краевого прогиба в восточном направлении идет плавное погружение раздела до 44–45 км.

5. Величина горного давления на границе «М» по нефтегазовым месторождениям находится в интервале значений 1123–1166 МПа за счет литостатического различия мощностей осадочного чехла и магматических пород.

На глубинах 30–50 км, исходя из критических параметров (Ткр), все углеводороды до С₆ включительно приобретают характерные черты нефти как жидкости с растворенными в ней газами (С₁–С₄). Очень важный интервал, где сгенерированные углеводородно-кислотные (HCl, H₂SO₄, HF) гидротермальные водные флюиды конденсируются, являясь агрессорами по отношению к вмещающим горным породам, на глубинах 20–30 км. Эти флюиды активно создают вторичную емкость вокруг первичных порово-трещинных зон пород-коллекторов со значительными метасоматическими процессами (рис. 4).

Волновод на любом глубинном уровне представляется нами как природный конденсатор, накапливающий энергию газового (газоводяного) плюма за счет подводимым новым объемом порций флюида с последующей разрядкой флюидов в вышележащий волновод или залежь, т.е. процесс обмена энергией и веществом смежных волноводов порождает глубинный разлом с сейсмическим событием с неким дискретным временным шагом. Перечисленные явления, вероятнее всего, имеют единую природу: они – результат прорыва газожидкостного плюма, набравшего критический объем, который обеспечивает так называемый первичный прорыв, сопровождаемый гидрогазоразрывом горных пород литосферы.

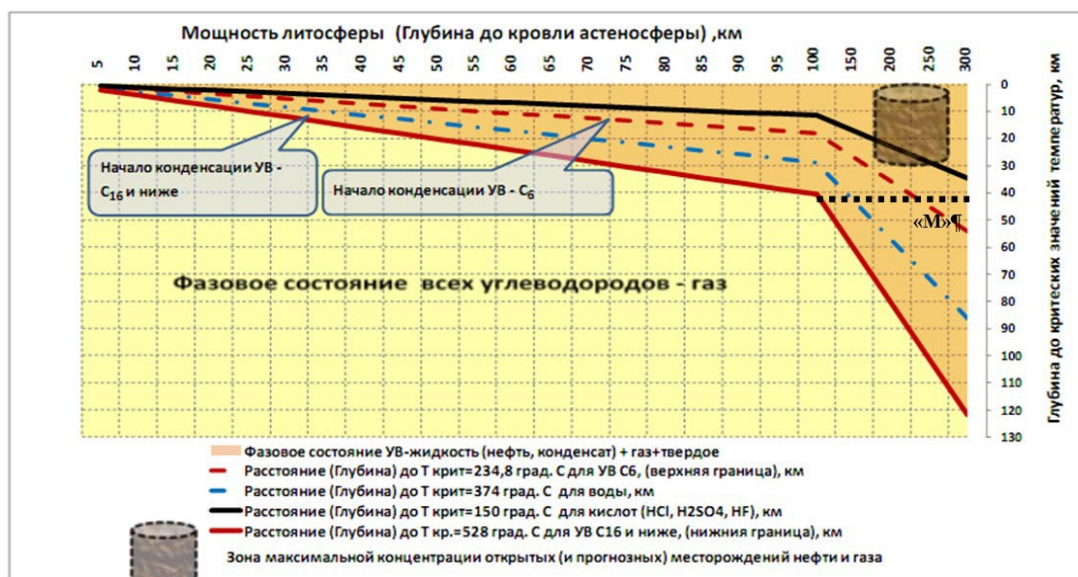


Рис. 4. Фазовое состояние углеводородов, мощность литосферы и критические параметры углеводородов на путях миграции

Данный процесс и порождает тектонические процессы, в том числе и катастрофические просадки на различных глубинных уровнях. Таким образом, газовый плюм и есть тот первичный внутренний источник энергии, порождающий различные по силе и вектору подвижки земной коры и создающий одновременно на своих путях то, что мы потом называем месторождениями углеводородов (Козлов, 2020; Козлов, Копылов, 2019).

Ниже приведено выражение, при котором начинается естественный гидрогазоразрыв горных пород литосферы за счет критического объема вещества, заключенного в газовом плюме:

$$V \cong \frac{\rho_{\text{ср}} h S}{\Delta \rho} \quad , \quad (3)$$

где ($\Delta \rho = \rho_{\text{ср}} - \rho$ плюм) разность плотностей поднимающегося газового плюма (ρ плюм = 300 кг/м^3) с объемом (V) и окружающей геологической средой, т.е. средней плотностью магматических горных пород ($\rho_{\text{ср}}$), выше границы «М», равной 2800 кг/м^3 ; h – средняя глубина залегания границы «М», равная 42000 м , или мощность литосферы от границы «М»; S – площадь плюма, м^2 .

В представленной работе используются осредненные данные (плотности земных оболочек с учетом модели однородной упругой среды с заданными свойствами жесткой

среды). Понятно, что процедуры осреднения влияют и на расчетные величины (в данном случае – объемы зон генерации), т.е. сегодня можно говорить о полученных количественных оценках (здесь и далее) как приближенных (Козлов, Копылов, 2019). Как показывают расчеты, объем газового плюма, при котором начинается естественный гидрогазоразрыв с возникновением вертикальной трещины (разлома) в горных породах выше границы «М» с учетом переменной S -площади (при $S=100\text{--}10000 \text{ м}^2$), составляет $4,7\text{--}470 \text{ млн м}^3$.

Считается, что жидкость по сравнению с газом практически не сжимаема, или, чтобы быть точнее, коэффициент сжимаемости составляет $1:2000$ на 1 МПа . Проведя простые вычисления, мы получим значение плотности жидкости (нефти и воды) в коридоре границы «М» $1700\text{--}2000 \text{ кг/м}^3$, т.е. объем жидкости сжат примерно в 2 раза по сравнению с традиционными глубинами выявленных месторождений УВ. Сделанные расчеты для газа показали, что плотность газовой смеси в интервале глубин $40\text{--}300 \text{ км}$ может составлять 1775 кг/м^3 . На глубине «М» плотность газовой смеси резко уменьшается в $5\text{--}6$ раз и составляет около 300 кг/м^3 . Т.е. на границе «М» плотности всех флюидов сближаются и картируют собой верхнюю границу гомогенной водогазовой смеси для холодной ветви дегазации. Выше этой зоны флюиды в

земной коре приобретают характерные гетерогенные черты с дифференциацией веществ по плотности (Козлов, 2020).

Интересно отметить, что размерность площади плюма соотносится с размерностью проницаемости в системе СИ (m^2). Возможно, площадь плюма порождает «равновеликую проницаемость» тектонического разлома (правильнее говорить о просветности разлома, которая равна произведению длины на раскрытость разлома). Хотя мы помним зависимость, выведенную Е.С. Роммом, что трещинную проницаемость главным образом определяет раскрытость трещин в третьей степени.

Безусловно, возникает вопрос о достаточности исходного количества газового вещества в объеме плюма для генерации нефти. Исходя из закона сохранения масс, который констатирует, что при любых процессах, происходящих в системе тел, ее масса остается постоянной, вытекает следующее (покажем это на конкретном примере). Подстановка значения средней плотности газового плюма в рамках предложенной модели на уровне 300 кг/м^3 и его объема на уровне $4,7\text{--}470 \text{ млн м}^3$ в базовое соотношение

$$\rho = m/v \quad (4)$$

дает значение массы около $1,4\text{--}141 \text{ млн т}$ УВ.

Понятно, что данная оценка отражает 100% реализации процесса газ \rightarrow нефть. На самом деле в природе имеет место процесс с двумя ветвями: газ \rightarrow нефть и газ \rightarrow природный газ. Причем созидательная часть (образование собственно месторождений) значительно уступает безвозвратным потерям, таким как дегазация и диссипация УВ, т.е. $m_1(\text{зона генерации}) = m^2(\text{открытые м-я}) + m_3(\text{потенциальные м-я}) + m_4(\text{потери})$. В первом приближении выполненные расчеты показывают достаточность исходного вещества для формирования крупных месторождений нефти и газа. Совместное решение уравнений 3 и 4 относительно m при S , равном 1 м^2 , дает эмпирическое значение массы УВ $0,0136 \text{ млн т}$, т.е. 1 м^2 площади плюма «порождает» 13600 т УВ.

Отмечается, что очаги генерации УВ систем увязываются с *кольцевыми и эллипсоидными морфоструктурами* в земной коре (Копылов, 2015; Копылов, Козлов, 2014), что

позволяет спроецировать унаследованность форм от восходящих астеносферных плюмов, сформированных в зонах генерации первичного углеводородного «бульона» практически до самой дневной поверхности.

Выделение перспективных зон и участков в рифей-вендских отложениях

Участки (зоны), перспективные для УВ в рифей-вендских отложениях Калтасинского авлакогена в рамках рассматриваемой модели с учетом глубины проникновения в осадочный чехол глубинных УВ-флюидов, должны соответствовать следующим критериям:

- Градиент амплитуд неотектонических движений должен составлять менее 18 м/км . Причем предел градиента амплитуд для вендских отложений составляет 14 ± 4 , для рифейских отложений главный предел градиента амплитуд находится в интервале $4 \div 13 \text{ м/км}$. **Данный критерий перспектив нефтегазоносности рассматриваемой территории является приоритетным.**

- Перспективные участки не могут тяготеть к выявленным на сегодня месторождениям, где продуктивными являются залежи нефти только в каменноугольных и каменноугольно-пермских отложениях. Данное предположение основывается на том, что количества мигрирующего материнского вещества УВ плюма «хватило» только для этих зон. Таких «безкорневых» месторождений выявлено 53 единицы из 98 месторождений, открытых в настоящее время в пределах Калтасинского авлакогена. На этих месторождениях сосредоточено около 33% суммарных геологических запасов рассматриваемой территории (рис. 5). На карте перспектив (рис. 6) с учетом классификации геодинамической (неотектонической) активности территории Пермского края (табл. 1, рис. 1) данные зоны относятся к 1, 2 и 3 классам с градиентом амплитуд неотектонических движений более 18 м/км . Данные участки относятся в рамках данной модели к **бесперспективным зонам**. На карте перспектив данные участки окрашены в оттенки красного цвета.

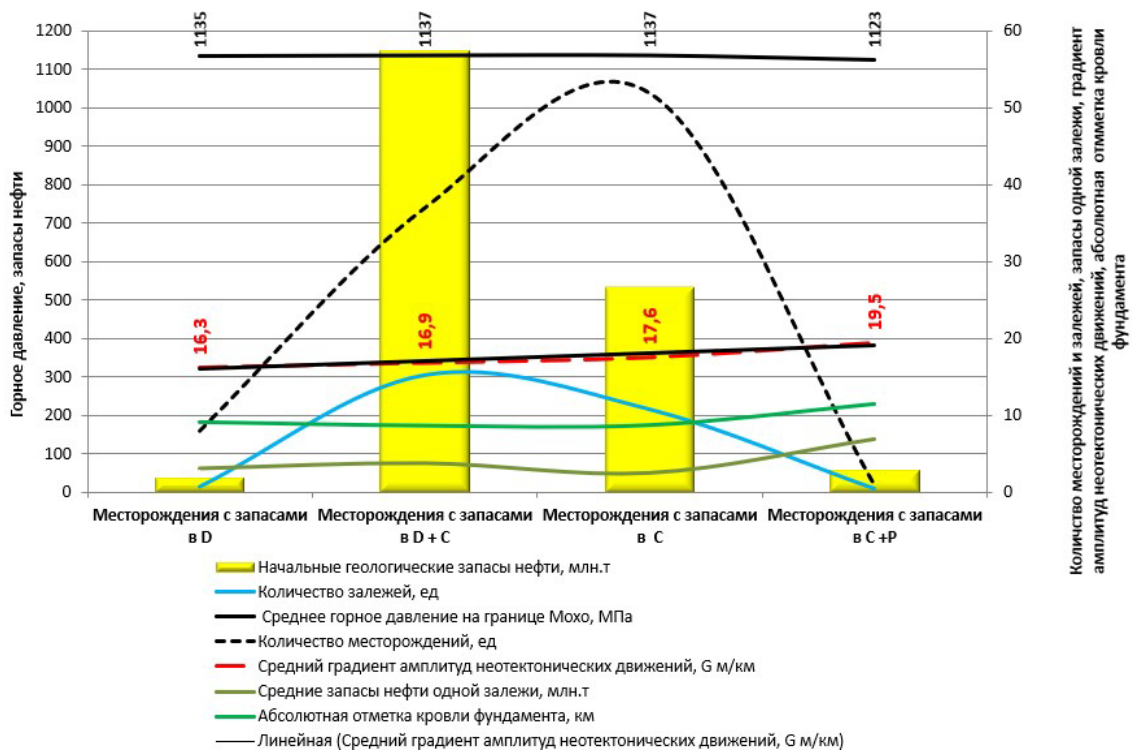


Рис. 5. Зависимость основных параметров нефтяных месторождений в Калтасинском авлакогене от их приуроченности к стратиграфическим комплексам

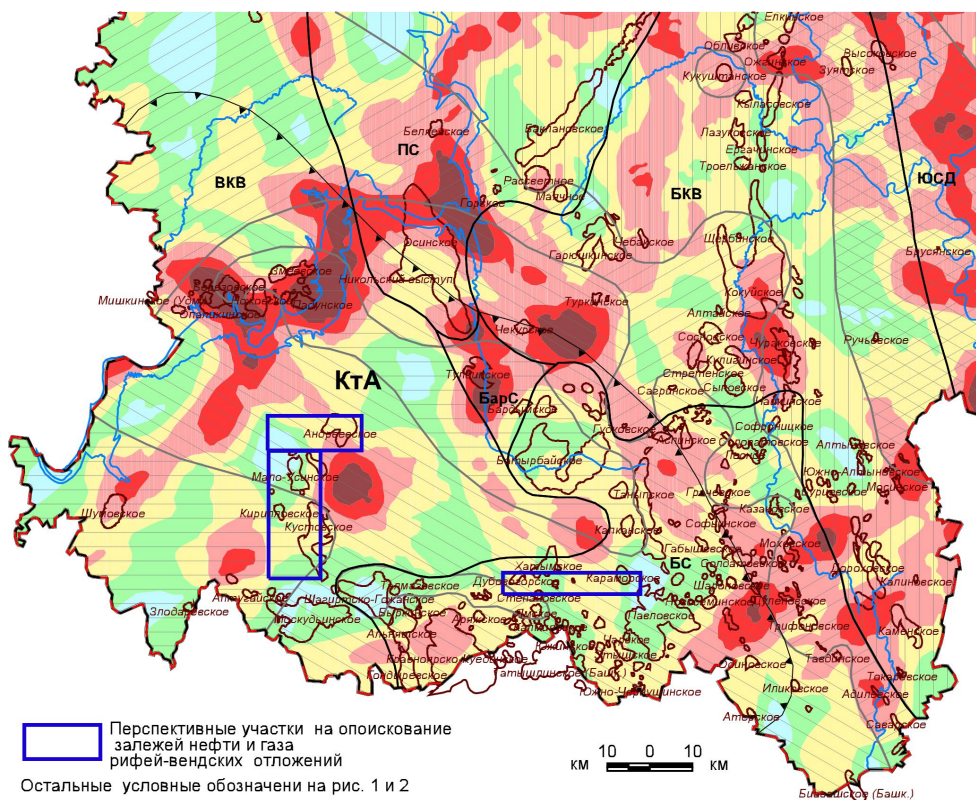


Рис. 6. Карта перспектив и первоочередных участков на опоскование залежей нефти и газа рифей-вендских отложений в пределах Калтасинского авлакогена

Участки, тяготеющие к месторождениям, где в настоящее время выявлены смежные залежи в девонских и каменноугольных отложениях, предлагается отнести **к зонам с невыясненными перспективами**. Таких месторождений на данный момент выявлено 37 единиц с суммарными геологическими запасами около 64% от всех запасов Калтасинского авлакогена (рис. 5). На карте перспектив (рис. 6) с учетом классификации геодинамической (неотектонической) активности территории Пермского края (табл. 1, рис. 1) данные зоны относятся в основном к 4, 5, 6 классам с градиентом амплитуд неотектонических движений менее 18 м/км. На карте перспектив данные участки окрашены в оттенки желто-зелено-голубого цветов.

Участки, тяготеющие к месторождениям, где в настоящее время выявлены залежи только в девонских отложениях, предлагает-

ся отнести **к перспективным зонам**. Таких месторождений выявлено 8 единиц с суммарными геологическими запасами около 3% от всех запасов Калтасинского авлакогена (рис. 5). В качестве первоочередного участка (рис. 6) на опоскование залежей нефти и газа выделена зона (показана синим контуром), расположенная в юго-западной части Кустовской нефтегазоносной области и тяготеющая к Кустовскому, Кирилловскому и Андреевскому месторождениям.

Второй первоочередной участок тяготеет к Дубовогорскому, Караморскому и Ракинскому месторождениям.

За пределами Калтасинского авлакогена интерес на опоскование нефти и газа в девонских и каменноугольных отложениях представляют два высокоперспективных участка в пределах Соликамской депрессии (рис. 7).

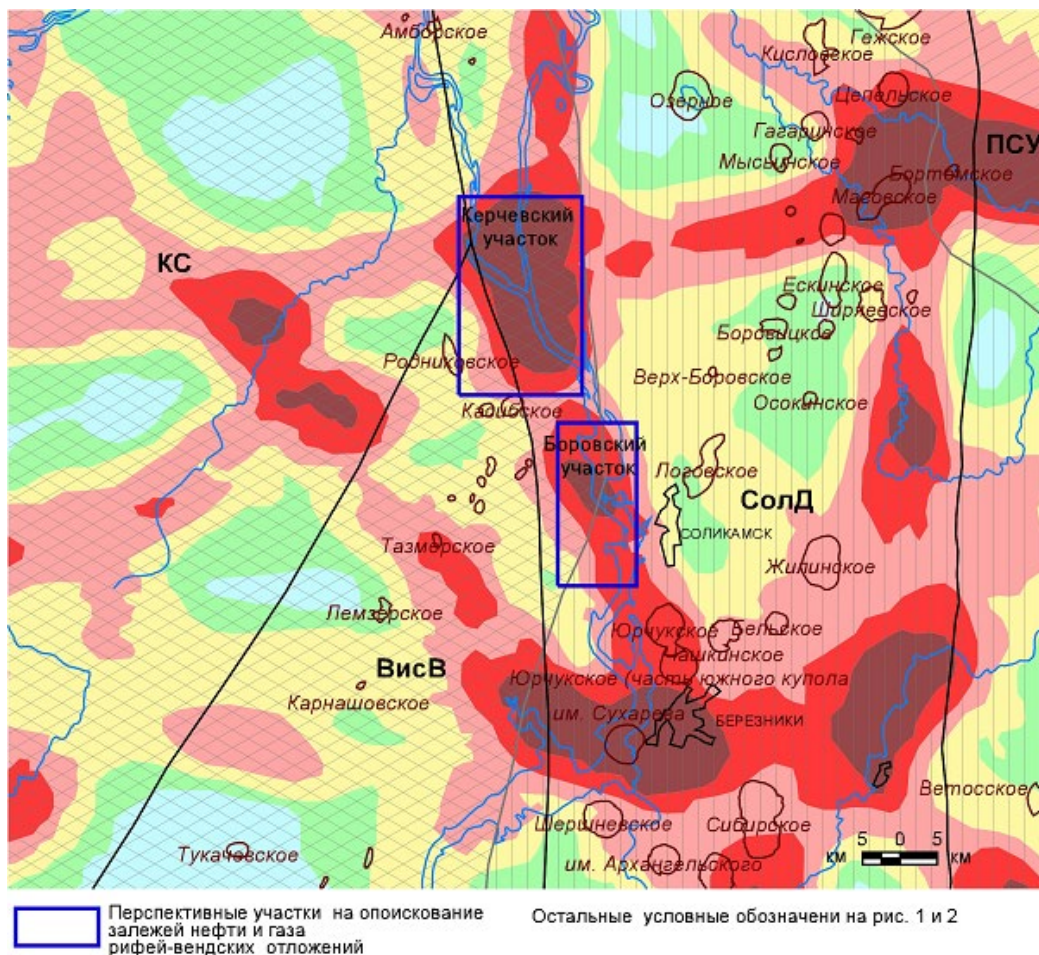


Рис. 7. Карта первоочередных участков на опоскование нефтяных месторождений в пределах Соликамской депрессии в девонских и каменноугольных отложениях

1) Керчевский участок (междуречье р. Камы и устье р. Вишеры);

2) Боровской участок (западнее пгт. Боровск).

Для этих участков характерны неотектонические условия недавно открытого крупного нефтяного месторождения им. Сухарева.

Основные выводы и предложения в рамках предложенной модели

- Если выявленный тектонический разлом в верхнем структурном осадочном чехле характеризуется градиентом амплитуды неотектонических движений более $12 \div 13,5$ м/км, то вероятность его глубинного заложения до корового волновода очень высока. Неотектонические движения, имеющие значение градиента амплитуд неотектонических движений по абсолютной величине более 22 м/км, порождают зону рудогенеза.

- С глубиной идет укрупнение запасов УВ, приходящее на одно месторождение с количественным уменьшением месторождений как таковых на единицу площади.

- Известное значение градиента амплитуды неотектонических движений позволяет прогнозировать потенциально продуктивные стратиграфические горизонты, привязанные по их глубинности ($H=G^2/2P$), а также фазовое состояние УВ. Установленные залежи УВ, не попадающие в коридор количественных значений градиента амплитуд главной нефтяной ветви, интерпретируются нами как вторичные залежи УВ, сформировавшиеся на путях оперяющих разломов.

- Для однопластовых месторождений с установленной нефтегазоносностью только в девонских отложениях, пространственно расположенных в пределах Калтасинского авлакогена и прилегающих территорий, установлена следующая качественно-количественная закономерность. Значение градиента амплитуд неотектонических движений по абсолютной величине находится в интервале $12 \div 19,5$ м/км с главным пределом нефтегазоносности, равным 16,3 м/км.

- Перспективы нефтегазоносности R-V отложений в пределах Калтасинского авлакогена на территории Пермского края в рам-

ках предложенной модели должны тяготеть в своем максимуме распространения к геодинамическим активным зонам 4–5–6 классов. Главный предел нефтегазоносности по значению градиента амплитуд неотектонических движений прогнозируется минимальными значениями на уровне $4,0 \div 14,0$ м/км. Выявленная тесная связь градиента амплитуд неотектонических движений ($R^2=0,916$) для нефтяных месторождений от их приуроченности к стратиграфическим комплексам позволяет территорию Калтасинского авлакогена дифференцировать по степени перспектив нефтегазоносности. В качестве первоочередных участков на опосредованное залегание нефти и газа выделено два участка, тяготеющих к Кустовскому, Кириловскому и Андреевскому месторождениям. Второй участок тяготеет к Дубовогорскому, Караморскому и Ракинскому месторождениям.

- Разведанность начальных суммарных ресурсов нефти по Пермскому краю давно перевалила 85% рубеж. Причем эта оценка не включает ресурсы нижнего структурного осадочного чехла. Вопрос: почему к оценке перспектив рифей-венда геологи подходят осторожно? Да потому что дорого и большие риски. Вот одна цитата сторонников теории ОМП нефти: «Решение вопроса промышленной значимости нефтегазоносности рифейско-вендских образований по-настоящему возможно лишь тогда, когда верхнедевонские толщи станут самостоятельным объектом геологоразведочных работ и глубокого научного изучения». Сегодня оценка перспектив нефтегазоносности Калтасинского авлакогена носит, к сожалению, региональный характер.

- Известно, что оценка выявленных поисковых объектов для решения целесообразности постановки глубокого бурения основывается на оценке коммерческих запасов, которые должны быть не менее 5–10 млн т. Это примерно равнозначно площади $20\text{--}50$ км² при эффективной мощности пласта 10–30 м. Рекомендованные к рассмотрению перспективные участки для постановки глубокого бурения **как минимум соответствуют сделанным оценкам**. Выделенные перспективные участки и отнесенные к зонам с невыясненными перспективами в пре-

делах Калтасинского авлакогена, исходя из закона Н.А. Кудрявцева: «...Если нефть или газ имеются в каком-либо горизонте разреза, то в том или ином количестве они найдутся и во всех нижележащих горизонтах...», требуют до постановки глубокого бурения обязательного проведения сейсмических работ 3D с последующей интерпретацией материалов по методике и алгоритмам, разработанным в ЦГЭ г. Москвы.

- Сказанное предопределяет соответствующую последовательность этапов работ и комплексирования методов для обнаружения перспективных зон локализации глубинных очагов и скоплений УВ в верхней части земной коры (Аведисян, Тимурзиев, 2020):

Этап 1. Сбор фондовой информации по глубинному строению изучаемой территории, а также данных по исходным физическим полям, характеризующим неоднородности земной коры и верхней мантии.

Этап 2. Комплексная переобработка и обобщение данных по сети региональных профилей 1-го и 2-го классов; сейсмогеологические построения и реконструкции.

Этап 3. Комплексная обработка и обобщение данных по всем геофизическим съёмкам, выполненным в пределах сети региональных профилей 1-го и 2-го классов (гравика, магнитка, др.); сводные построения и комплексная интерпретация глубинного строения изучаемой территории.

Этап 4. Площадное изучение территорий на предмет локализации в поле силы тяжести радиально-концентрических систем дислокаций (РКСД) с последующими заверочными мелкомасштабными 2D построениями глубинных томограмм.

Этап 5. Обоснование комплексных сейсмо-гравитационных среднемасштабных геолого-геофизических исследований по результатам анализа выполненных исследований.

Этап 6. Комплексная интерпретация результатов исследований, подготовка баз данных и рекомендаций.

- Переход на новую парадигму нефтегазовой геологии на основе теории глубинного абиогенного происхождения нефти и газа предполагает внедрение в практику теоретических основ и методов: картирования

глубинных коровомантийных очагов генерации УВ; выделения каналов локализованной вертикальной миграции и разгрузки УВ из глубинных очагов генерации в осадочный чехол и фундамент НГБ; выявления и подготовки ловушек различного типа на путях вертикальной разгрузки УВ в чехле и фундаменте осадочных бассейнов (переход от антиклинальной к фильтрационной парадигме поисков нефти). И тогда геологические риски сведутся к нулю.

Библиографический список

1. Аведисян В.И., Тимурзиев А.И. Подготовка перспективных зон на обнаружение глубинных очагов и скоплений УВ в верхней части земной коры на основе комплексной обработки и обобщения сети региональных профилей 1-го и 2-го классов // VIII Кудрявцевские Чтения: матер. Всерос. конф. по глубинному генезису нефти. М.: ЦГЭ. 2020.

2. Каракин А.В., Курьянов Ю.А., Павленкова Н.И. Разломы, трещиноватые зоны и волноводы в верхних слоях земной оболочки. М.: Государственный научный центр РФ – ВНИИгеосистем, 2003.

3. Козлов С.В. Глубинные корни неорганической парадигмы генезиса углеводородов // VIII Кудрявцевские чтения: матер. Всерос. конф. по глубинному генезису нефти. М.: ЦГЭ. 2020.

4. Козлов С.В., Копылов И.С. Закономерности размещения уникальных и крупных месторождений нефти и газа в земной коре, нефтегазогенерирующие глубинные зоны образования углеводородов и первичные астеносферные землетрясения как единый планетарный процесс // Вестник Пермского университета. Геология. 2019. Т. 18. № 1. С. 64–72.

5. Копылов И.С. Анализ результатов и перспективы нефтегазопроисковых аэрокосмогеологических исследований Пермского Приуралья // Вестник Пермского университета. Геология. 2015. № 4 (29). С. 70–81.

6. Копылов И.С. Ландшафтно-геодинамический анализ при поисках нефти и газа. Beau Bassin, Mauritius. 2018. 210 с. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=4461124>.

7. Копылов И.С. Теоретические и прикладные аспекты учения о геодинамических активных зонах // Современные проблемы науки и образования. 2011. № 4.; URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=4745> (дата обращения: 13.06.2022).

8. Копылов И.С., Козлов С.В. Неотектоническая модель нафтидогенеза и минерагеническая роль геодинамических активных зон // Вестник Пермского университета. Геология. 2014. № 1 (22). С. 78–88.

9. Летников Ф.А. Сверхглубинные флюидальные системы Земли и проблемы рудогенеза // Геология рудных месторождений. 2001. № 4. С. 291–307.

10. Павленкова Н.И. Роль глубинных геофизических исследований в решении проблемы дегазации Земли и формирования неорганической нефти [Электронный ресурс] // Глубинная нефть. 2013. Т. 1. № 6.

11. Тимурзиев А.И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубин-

но-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции // Геофизика. 2007. № 4. С. 49–60.

12. Allen A.Ph., Allen J.R. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. 3 ed. Wiley-Blackwell, 2013. 619 p.

13. Hantschel T., Kauerauf A. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Berlin: Springer Verlag, 2009. 476 p. DOI: 10.1007/978-3-540-72318-9.

14. Monge A.M., Badali M., Baudino R. et al. An unusual Proterozoic petroleum play in western Africa: the Atar group carbonates (Mauritania) // Chapter in Geological Society London Special Publications. 2016. January. 36 p.

Oil and Gas Potential of the Lower Structural Sedimentary Cover in the Kaltasinskiy Aulacogen from the Position of Deep Abiogenic Hydrocarbons Genesis

S.V. Kozlov^a, I.S. Kopylov^b

^aPerm Polytechnic University, 29 Komsomolskiy Ave., Perm 614990, Russia.

E-mail: Sergey.V.Kozlov@lukoil.com

^bPerm State University, 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia. E-mail: georif@yandex.ru

A causal connection between the location of the identified hydrocarbon deposits in the upper structural sedimentary cover and the gradient of the amplitudes of neotectonic movements is shown. Within the framework of the chosen model, the areas, promising for hydrocarbons in the Riphean-Vendian deposits, taking into account the depth of penetration of deep hydrocarbon fluids into the sedimentary cover, correspond to certain values of the neotectonic motion amplitude gradient. Rock pressure at the Moho boundary was considered as an additional criterion controlling the oil and gas content of the territory. Two maxima have been identified, both the amount and the sum of geological reserves for oil fields. The territory was ranked according to the prospects of oil and gas potential with the allocation of unpromising zones, zones with unclear prospects, and promising zones. Two top-priority sites for the exploration of oil and gas deposits had been separated.

Key words: *oil and gas, deep abiogenic genesis of hydrocarbons, geodynamic activity, neotectonic model of naftidogenesis, rock pressure, Moho surface.*

References

1. Avedisyan V.I., Timurziev A.I. 2020. Podgotovka perspektivnykh zon na obnaruzhenie glubinykh ochagov i skopleniy UV v verkhney chasti zemnoy kory na osnove kompleksnoy obrabotki i obobshcheniya seti regional'nykh profiley 1-go i 2-go klassov [Preparation of promising zones for the detection of deep sources and accumulations of hydrocarbons in the upper part of the earth's crust on the basis of complex processing and generalization of the network of regional profiles of the 1st and 2nd classes]. VIII Kudryavtsevskie Chteniya: mater.

Vseros. konf. po glubinnomu genezisu nefti. M.: CGE. (in Russian).

2. Karakin A.V., Kuryanov Yu.A., Pavlenkova N.I. 2003. Razlomy, treshchinovatyie zony i volnovody v verkhnikh sloyakh zemnoy obolochki [Faults, fractured zones and waveguides in the upper layers of the earth's shell]. M.: Gosudarstvennyy nauchnyy tsentr RF – VNIIGeosistem (in Russian).

3. Kozlov S.V. 2020. Glubinye korni neorganicheskoy paradigmy genezisa uglevodorodov [Deep roots of the inorganic paradigm of the genesis of hydrocarbons]. VIII Kudryavtsevskie chteniya:

mater. Vseros. konf. po glubinnomu genezisu nefi. M.: CGE (in Russian).

4. *Kozlov S.V., Kopylov I.S.* 2019. Zakonomernosti razmeshcheniya unikal'nykh i krupnykh mestorozhdeniy nefi i gaza v zemnoy kore, neftegazogeneriruyushchie glubinye zony obrazovaniya uglevodorodov i pervichnye astenosfernye zemletryaseniya kak edinyy planetarnyy process [Patterns of placement of unique and large oil and gas fields in the earth's crust, oil and gas generating deep zones of hydrocarbon formation and primary asthenospheric earthquakes as a single planetary process]. Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya. 18(1):64–72. (in Russian).

5. *Kopylov I.S.* 2015. Analiz rezul'tatov i perspektivy neftegazoposkovykh aerokosmogeologicheskikh issledovaniy Permskogo Priural'ya [Analysis of the results and prospects of oil and gas prospecting aerospace geological studies of the Perm Urals]. Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya. 4(29):70–81. (in Russian).

6. *Kopylov I.S.* 2018. Landshaftno-geodinamicheskiy analiz pri poiskakh nefi i gaza [Landscape and geodynamic analysis in the search for oil and gas]. Beau Bassin, Mauritius, p. 210. (in Russian).

7. *Kopylov I.S.* 2011. Teoreticheskie i prikladnye aspekty ucheniya o geodinamicheskikh aktivnykh zonakh [Theoretical and applied aspects of the doctrine of geodynamic active zones]. Sovremennyye problemy nauki i obrazovaniya. 4.; URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=4745> (access date: 13.06.2022). (in Russian).

8. *Kopylov I.S., Kozlov S.V.* 2014. Neotektonicheskaya model' naftidogeneza i mineragenicheskaya

rol' geodinamicheskikh aktivnykh zon [Neotectonic model of naftidogenesis and mineragenic role of geodynamic active zones]. Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya. 1(22):78–88. (in Russian).

9. *Letnikov F.A.* 2001. Sverkhglubinye flyuidal'nye sistemy Zemli i problemy rudogeneza [Super-deep fluid systems of the Earth and problems of ore genesis]. Geologiya rudnykh mestorozhdeniy. 4:291–307. (in Russian).

10. *Pavlenkova N.I.* 2013. Rol' glubinnykh geofizicheskikh issledovaniy v reshenii problemy degazatsii Zemli i formirovaniya neorganicheskoy nefi [The role of deep geophysical research in solving the problem of Earth degassing and the formation of inorganic oil] Glubinnaya nef'. 1(6). (in Russian).

11. *Timurziev A.I.* 2007. K sozdaniyu novoy paradigmy neftegazovoy geologii na osnove glubinno-filtratsionnoy modeli neftegazooobrazovaniya i neftegazonakopleniya [On the creation of a new paradigm of oil and gas geology based on a depth-filtration model of oil and gas formation and oil and gas accumulation]. Geofizika. 4:49–60. (in Russian).

12. *Allen A.Ph., Allen Y.R.* 2013. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. 3 ed. Wiley-Blackwell, 619 p.

13. *Hantschel T., Kauerauf A.* 2009. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Berlin: Springer Verlag, p. 476. DOI: 10.1007/978-3-540-72318-9.

14. *Monge A.M., Badali M., Baudino R.* et al. 2016. An unusual Proterozoic petroleum play in western Africa: the Atar group carbonates (Mauritania). Chapter in Geological Society London Special Publications. Yanuary, p. 36.