

**В.А. Карпов**

канд. геол.-мин. наук
НАЭН-Консалт
начальник отдела УВС и ПВ
karpov@iitnedra.ru



О ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРАХ ЗАЛЕЖЕЙ УВ КАК ОТРАЖЕНИИ ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕКТониКИ

В статье аномально низкие термобарические параметры Восточной Сибири объяснены особенностями тектоники региона (развитием тектоноблендера)

Article explained abnormally low temperature parameters of Eastern Siberia by the peculiarities of the tectonics of the region (progressing of tectonic blender)

Ключевые слова: давление, температура, залежь, тектоноблендер, фундамент
Keywords: pressure, temperature, deposit, tectonic blender, basal complex

В статье Б.Р. Кусова «Причины аномально низких термобарических параметров некоторых залежей УВ в Восточной Сибири» [9], опубликованной в этом номере, описывается механизм формирования нефтегазоскоплений в этом регионе, способный претендовать на роль ключа к открытию новых месторождений, к выбору способа локального прогноза и схемы рациональной разработки залежей.

Сделан вывод, что «газовые и газоконденсатные залежи с аномально низкими термобарическими параметрами формировались путем интенсивного (мгновенного) поступления газовой смеси из глубоко залегающих резервуаров с высокими давлениями в них». Тем самым подчеркнута, что залежь с аномально низкими термобарическими параметрами (ЗАНТБП) – продукт глубинного происхождения, что представляется достаточно дискуссионным и позволяет предложить альтернативный вариант генезиса ЗАНТБП.

Вслед за Б.Р. Кусовым можно обратить внимание на то, что даже одного тектонического фактора достаточно для объяснения природы рассматриваемых залежей, но все дело в том, что этот фактор играет гораздо более важную роль, чем это отмечено в его статье.

Прежде всего, следует акцентировать внимание на то, что рассматриваемый регион содержит нефтегазопродуктивные структуры, интенсивно осложненные разломной тектоникой. Наличие активных разломов и сопряженных с ними зон динамического влияния требует адекватного отношения к нефтегазоперспективным объектам, целевого изучения этих разломов (и их элементов), оценки их роль в динамике и формировании термобарической обстановки в системе «порода – флюид» [6]. Этому отвечают свидетельства масштабного проявления вторичного минералообразования, способствующего «залечиванию» пустот минералами (вплоть до галита) и образованию катагенетических скоплений УВ.

В частности, высказано предположение [2] о тектонической природе формирования залежей УВ в осинском горизонте Талаканского месторождения. Кроме того, несовпадение структурных планов кровель продуктивного карбонатного горизонта (нижний кембрий) и терригенных пород венда может рассматриваться в качестве одного из критериев перспективности нижнекембрийских карбонатных отложений.

Приведенные данные [9], в частности: «...пластовое давление в газовой залежи на Верхнечонском месторождении на глубине 1615 м составляет 15,7 Мпа, гра-

диент пластового давления (отношение пластового давления к условному гидростатическому) равен 0,97. В нефтяной залежи на глубине 1320 м давление равно 15,1 Мпа, градиент – 1,11. Несмотря на то, что газовая залежь залегает на 300 м глубже, чем нефтяная, по приведенным давлениям в ней пластовое давление на 2,2 Мпа меньше, чем в нефтяной залежи. Столь значительна и разница по пластовым температурам между нефтяными и газовыми (или газоконденсатными) залежами», свидетельствуют о признаках наличия здесь нисходящей фильтрации флюидов.

Рассматриваемый регион – это инфильтрационная система в надсолевой верхней части разреза до глубины 1500–1600 м и депрессионная система в подсолевой части разреза с отрицательным градиентом перепада напоров подземных вод, т.е. неуклонным снижением гидродинамического потенциала (приведенного пластового давления) от подошвы солей до фундамента. Перепады напоров вод по вертикали достигают 1–1,5 м/м, т.е. на три порядка больше площадных (1–1,5 м/км). Поэтому основные запасы углеводородов оказались как бы прижатыми к фундаменту с признаками мигрирующих вниз по разрезу запасов нефти и газа [12].

Нужно подчеркнуть, что инверсия в гидростатическом законе распределения пластовых давлений с глубиной зафиксирована во многих нефтегазоносных провинциях: аномально низкие или пониженные пластовые давления относительно регионального фона замечены на разных стратиграфических уровнях [1, 3, 10, 11] Восточной и Западной Сибири, в Восточном Предкавказье, в Припятском прогибе, в Предкарпатье, во Вьетнаме (Белый Тигр) и т.п. Причем, практически во всех случаях, прямо или косвенно прослеживается связь с природными резервуарами трещинного (или смешанного) типа.

Это же наблюдается и на месторождениях рассматриваемого региона.

Наличие таких пьезоминимумов – серьезная основа для утверждения о существовании в настоящем или в недавнем прошлом нисходящей фильтрации флюидов, как естественной реакции определенного объема системы «порода – флюид» на разуплотнение (дилатансию) вещества за счет тектонических подвижек [4, 5, 6].

Существуют различные модели нисходящей фильтрации, одна из них основывается на возникновении вакуума в момент трещинообразования. Согласно этой модели в период разломообразования между трещиноватым фундаментом и осадочными отложениями должен наблюдаться перепад давления, под дейст-

вием которого флюиды будут засасываться в проницаемый фундамент (Кукуруза В.Д., Кривошеев В.Т., 1997).

Другая модель основывается на возникновении дефицита давления за счет геодинамического фактора. Ряд исследователей связывают возникновение нисходящей фильтрации с геодинамическим режимом растяжения, вследствие чего по разломам возможна нисходящая миграция УВ из более молодых в более древние отложения, в том числе породы фундамента (Байбакова Г.А., 1996; Шеин В.С., Певзнер Л.А., Горбачев В.И., 1981).

С другой стороны, все естественные выходы УВ на поверхность земли представляют собой свидетельства восполнения УВ в эксплуатируемых залежах и указывают на наличие восходящих потоков флюидов.

Как нисходящие, так и восходящие потоки – отражение тектонических процессов на завершающем этапе развития, когда основная масса месторождений была уже сформирована, а последняя фаза активизации привела к реформированию схемы распределения залежей [4, 5, 6] со смещением флюидов под влиянием тектоноблендера.

В модель тектоноблендера, определившего важнейшие условия формирования залежей УВ в регионе, достаточно гармонично вписывается следующее. Изучение известных электрических полей Земли, тесно связанных с активными тектоническими процессами, позволило выявить геоэлектрический механизм попадания нефтяных углеводородов из залежей осадочного чехла в кристаллический фундамент [8]. Его физическая основа заключается в том, что в период возникновения глубинных разломов, впервые осложняющих фундамент и сформировавшиеся залежи нефти и газа в осадочном чехле, происходит активная струйная фильтрация УВ из залежей в пустоты кристаллического фундамента по зонам деформаций разломов под действием электрических полей высокого напряжения, обусловленных пьезоэлектрическим эффектом и электризацией кристаллических пород в процессе трещинообразования. Считается, что такой механизм имеет глобальный характер проявления и тесно связан с тектонической жизнью Земли. Все это также свидетельствует о возможности региональной нефтегазоносности магматических и метаморфических пород на всех континентах и в большинстве акваторий Земли. Формирование крупнейших месторождений в осадочном чехле в ряде случаев происходит за счет подтока основной массы нефти и газа из фундамента, накопившихся в его проницаемых зонах путем притока их из разрушенных многочисленных месторождений огромных нефтегазосборных площадей, расположенных вокруг них и над ними в виде нефтегазоносных бассейнов, впадин, рифтов и предгорных прогибов [8].

Понятно, что «резкое снижение давления в газовой смеси (резкое увеличение объема) есть процесс экзотермический, происходит резкое поглощение тепла из окружающей среды» [9], но то же самое может происходить и при активизации разлома (тектоноблендера).

Примечательно также следующее. Нередко пьезоминимум в разрезе (ЗАНТБП) приурочен к низам осадочной толщи (к талахскому горизонту), что создает серьезные предпосылки для поиска залежей в фундаменте и для признания его регионально нефтегазоперспективным [7]. И это, в свою очередь, требует внесения корректив в методику нефтегазопромысловых работ [5].

И это, в свою очередь, требует внесения корректив в методику нефтегазопромысловых работ [5].

Литература

1. Абукова Л.А., Яковлев Ю.И. Геоэкологическая концепция разработки месторождений нефти с низким гидродинамическим потенциалом // Нефтепромысловое дело. 2008. № 5.
2. Берзин А.Г., Рудых И.В., Берзин С.А. Особенности формирования многопластовых залежей углеводородов месторождений Непско-Ботубинской антеклизы // Геология нефти и газа. 2006. № 5.
3. Джумагулов А.Д. Геодинамика и ремиграция углеводородов // Материалы международной конференции Геодинамическая обстановка нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляция в земной коре. Ташкент. 2002.
4. Карпов В.А. Ловушки УВ в геодинамическом поле // Нефтяное хозяйство. 2013. № 2.
5. Карпов В.А. К вопросу оптимизации методики нефтегазопромысловых работ // Недропользование XXI век. 2011. № 5.
6. Карпов В.А. Разлом – как объект изучения при нефтегазопромысловых работах // Недропользование XXI век. 2011. № 6. 2012. № 1.
7. Карпов В.А. Фундамент – региональный нефтегазоносный комплекс // Отечественная геология. 2012. № 6.
8. Кукуруза В.Д. Геоэлектрические факторы в процессах формирования нефтегазоносности недр. Киев. 2003.
9. Кусов Б.Р. Причины аномально низких термобарических параметров некоторых залежей УВ в Восточной Сибири // Недропользование XXI век. 2014. № 4.
10. Тю Ван Льюнг, Нгуен Хью Нянь. Особенности распределения изменения давлений в гранитоидных коллекторах месторождений Белый Тигр // Нефтегазовое дело. 2009. № 1.
11. Яковлев Ю.И. Теория и примеры нисходящей миграции углеводородов. Формирование, поиск и разведка газовых залежей // Сб. науч. тр. ВНИИГаз. М. 1988. С. 29–37.
12. Яковлев Ю.И. Формирование месторождений углеводородов в зонах аномально низких пластовых давлений Сибирской платформы. М. 1991. 45 с. // Геологические методы разведки и оценки месторождений нефти и газа: Обзор / ВИЭМС, МГП «Геоинформмарк».