УДК 553.98

Б.Р. Кусов
канд. геол.-мин. наук
член-корреспондент РАЕН
bkusov@yandex.ru

Причины аномально низких термобарических параметров некоторых залежей УВ в Восточной Сибири

В статье объясняются причины аномально низких термобарических параметров некоторых газовых и газоконденсатных залежей в Восточной Сибири

The article explains the causes abnormally low thermobaric parameters of some gas and gas condensate deposits in Eastern Siberia

Ключевые слова: давление, температура, залежь
Keywords: pressure, temperature, fallow land

Газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные (газоконденсатные с нефтяной оторочкой) залежи некоторых месторождений УВ Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (Среднеботуобинское, Верхневилючанское, Тас-Юрахское, Талаканское и др.) имеют аномально низкие значения пластовых давлений и температур [2]. Их отличительные особенности следующие: независимо от глубины залегания начальные пластовые давления ниже условного гидростатического, иногда на 29%; пластовые температуры значительно ниже, чем «фоновая» температура на тех же глубинах за пределами залежей, разница температур доходит до нескольких десятков градусов. О причине этого явления ранее высказывался ряд исследователей. Например, утверждалось [2, 3], что низкие пластовые давления являются следствием низких пластовых температур, которые, в свою очередь, являются следствием чередования этапов оледенения и потеплений в плейстоцене с учетом зоны распространения многолетнемерзлых пород.

В качестве причин появления низких термобарических условий в рассматриваемых залежах называются [1] тектонические, физико-географические, геохимические, геотермические, гидромеханические факторы. Комплексом этих факторов можно объяснить любое состояние как недр в целом, так и отдельного объекта в частности. Даже одного тектонического фактора достаточно для объяснения всего и вся, поскольку все остальные факторы, на которые указывают авторы [1], являются следствием тектонических процессов. Но дело в том, что влиянию этих факторов подвержены все залежи, а аномальными параметрами обладают только газовые и газоконденсатные, и то не все.

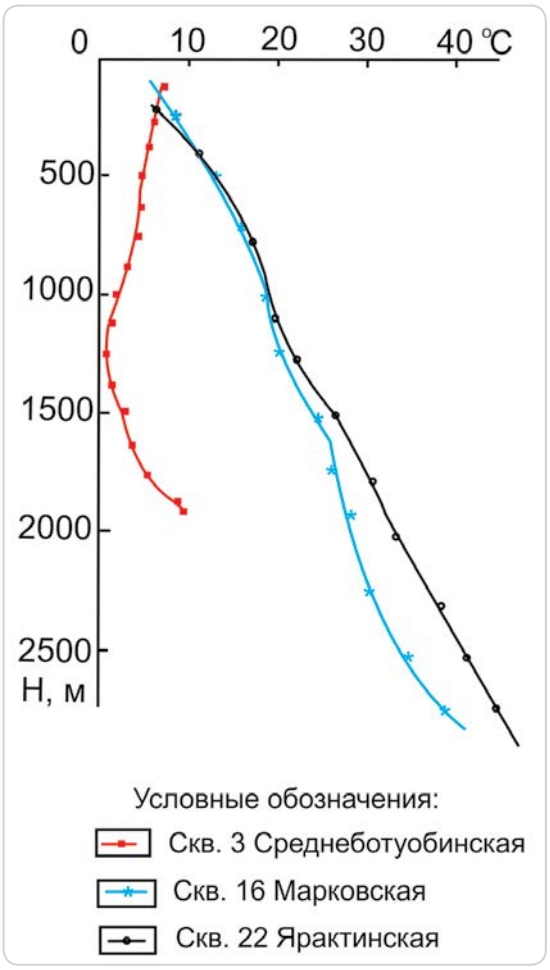
Избирательность проявления аномальных параметров обнаруживается даже в пределах одного и того же месторождения (***табл. 1***). Например, пластовое давление в газовой залежи на Верхнечонском месторождении на глубине 1615 м составляет 15,7 Мпа, градиент пластового давления (отношение пластового давления 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 же значительна и разница по пластовым температурам между нефтяными и газовыми (или газоконденсатными) залежами. На Нижнехамакинском месторождении (входит в состав Талаканского месторождения) [2] температура в газоконденсатной залежи хамакинского горизонта на глубине 1550 м составляет 7 °С, а в нефтяной залежи осинского горизонта Талаканского месторождения на глубине 1050 м температура равна 13 °С. Если привести эти значения к одной отметке (по аналогии с приведенными пластовыми давлениями), то увидим, что в газоконденсатной залежи температура на 11 °С меньше, чем в нефтяной.

В работе [4] приводятся термограммы по скважинам Среднеботуобинского, Марковского и Ярактинского месторождений. По термограмме скважины 3 Среднеботуобинского месторождения (***рис. 1***) видно, что на глубине около 1400 м находится локальный «источник холода», от которого вверх и вниз температура увеличивается. В интервале 1427–1532 м на этом месторождении залегает нефтегазоконденсатная залежь с температурой 7 °С [2].

Эти примеры – не единичные в своем роде. Они характерны для всех залежей с аномально низкими термобарическими параметрами. Последние в высокой степени локализованы и носят инъекционный, наложенный на общее термобарическое поле месторождений характер. Такая картина легко объяснима и даже ожидаема при условии особого механизма формирования газовых и газоконденсатных залежей. Известно, что резкое снижение давления в газовой смеси (резкое увеличение объема) есть процесс экзотермический, происходит резкое поглощение тепла из окружающей среды. Это часто можно наблюдать при исследовании газовых скважин, когда при работе скважины на разных штуцерах шлейф мгновенно покрывается инеем (льдом) даже при сорокаградусной жаре.

Отсюда следует 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. Процесс резкого понижения давления приводит к поглощению тепла из окружающей новую залежь геологической среды. Величина аномальности параметров залежей косвенно указывает на относительное время формирования

Рис. 1.
Термограммы по скважинам Непского свода (Фукс Б.А., Фукс А.Б., 1976)



Термобарические параметры некоторых залежей Непско-Ботуобинской НГО Лено-Тунгусской НГП [2]

Таблица 1

Месторождение	Горизонт, пласт	Глубина кровли, м	$P_{пл}$, Мпа/градиент $P_{пл}$	$T_{пл}$, °С	Флюид
Дулисьминское	V, ярактинский	2480	22,8/0,92	30	НГК
Ярактинское	V, я-2 V, я-1	2600–2759 2700	25,4/0,95 25,4/0,95	35 35	НГ НГК
Аянское	V-Є, нижне-мотская свита	2600–2700	23,8/0,9	33,5	Г
Среднеботуобинское	$Є_1$ осинский V-$Є_1$ ботуобинский – вост. бл. 3 – вост. бл. 4, 5, 6	1427–1532 1850 1800–1950 1800–1900	 14,3/0,97 14,0/0,76 	7 14 	НГК Г Н Н
Вилюйско-Джербинское	V-$Є_1$ юряхск. $ю_1$, $ю_2$ V-$Є_1$ вилючанский	1400–1530 2200	16,1/1,11 16,1/0,73	7 20,1–22,5	Г Г
Иреляхское	V-$Є_1$ ботуобинский	2080–2170	16,1	2,6	НГК
Верхневилючанское	V-$Є_1$ юряхский Ю-1, V-$Є_1$ юряхский Ю-2, V, харыстанский V, верхневилючанский	1650 1650 2200 2500	16,2/0,98 16,3/0,98 18,3/0,83 18,1/0,72	 6–7 14 16	Н Г Г Г
Верхнечонское	$Є_1$ осинский V, верхнечонский	1320 1615	15,1/1,11 15,7/0,97		Н Г
Даниловское	V-$Є_1$ устькутский	1620	19/1,17	28	Н
Тас-Юряхское	V, ботуобинск. вост. бл. 1, 2, 3, 4 – зап. бл. 7 V, талнахский, бл. 1, 2, 3	1915 1918 2000	14,4/0,75 14,6/0,76 19,1/0,96	14 13 4,1	НГК ГК ГК
Бысахтахское	V-$Є_1$ юряхский V, кудулахский V, успунский V, бысахтахский	1700–1840 1700–2090 1855–2110 2430–2450	17,1/0,97 17,5/0,92 18,2/0,93 30,4/1,25	17,3 18,4 19,4 28	Г(ГК) Г(ГК) Г(ГК) Г(ГК)
Нижнехамакинское (Талаканское)	V, хамакинский V, вилючанский	1550–1600 1680–1700	12,7/0,81 12/0,71	7 12	ГК Г
Талаканское	$Є_1$, осинский V, хамакинский	1050–1180 1380–1480	 12	13 	Н Г

залежей в пределах нефтегазоносной области. Наибольшее отличие параметров залежи должно наблюдаться сразу же после формирования их. Со временем аномальность параметров (как любая аномалия в природе) постепенно угасает. Газовая смесь в залежи за счет неизбежной естественной дегазации (в первую очередь, за счет ухода легких фракций УВ) сгущается вплоть до твердого битума в конечном итоге.

При относительно медленном заполнении резервуара и незначительной разнице давлений в резервуаре формируемой залежи и резервуаре-доноре описанные выше аномальные явления могут не наблюдаться.

Литература

1. Гинзбург Г.Д., Гуревич А.Е., Резник А.Д. О причинах низких пластовых давлений на севере Сибири // Советская геология. 1971. № 9. С. 45–58.
2. Клещев К.А., Шеин В.С. Нефтяные и газовые месторождения России. Справочник в двух книгах // Книга 2. Азиатская часть России. М. 2010. 720 с.
3. Фукс А.Б. О времени формирования физических свойств и состава УВ-систем Непско-Ботуобинской НГО // Геология нефти и газа. 1989. № 2. С. 46–49.
4. Фукс Б.А., Фукс А.Б. Причины различных пластовых давлений в газоконденсатных залежах Непского свода // Геология нефти и газа. 1976. № 1. С. 45–48.