УДК 550.836

Б.Р. Кусов
канд. геол.–мин. наук
член–корреспондент РАЕН
ООО «Алания–Ойл»
заместитель генерального директора
bkusov@yandex.ru

Нефтепоисковая геотермия

Обосновано, что локальные тепловые аномалии над залежами нефти и газа являются следствием внедрения в верхние слои земной коры перегретых УВ с больших глубин и поэтому представляют собой эффективный поисковый критерий независимо от особенностей строения и состава геологической среды. Показана возможность проведения оперативной геотермической съемки по почвенному слою путем синхронных измерений температуры регистрирующими термометрами. Залежи нефти в скважинах тоже создают локальные тепловые аномалии, которые однозначно указывают на продуктивность конкретных интервалов разреза

It is proved that the local thermal anomalies over oil and gas deposits are the result of implementation of the upper layers of the earth's crust overheated hydrocarbons at great depths and are therefore effective search criteria regardless of the characteristics of the structure and composition of the geological environment. The possibility for rapid geothermal shooting on a soil layer by simultaneous measurements of temperature recording thermometers. It is shown that deposits of oil wells also produce local thermal anomalies that indicate the productivity of a particular section intervals

Ключевые слова: геотермия; тепловой поток; тепловые аномалии; перспективы нефтегазоносности
Keywords: geothermy; heat flow; thermal anomalies; oil and gas prospects

Неизменное сопровождение месторождений нефти и газа положительными тепловыми аномалиями в перекрывающих отложениях было замечено давно. Этот факт до сих пор объясняется, как правило, тем, что на участках повышенного глубинного теплового потока рассеянное органическое вещество (РОВ) горных пород

быстрее и эффективнее превращается в УВ. Встречаются и другие объяснения, например, радиоактивный распад элементов, находящихся в нефти, продолжающиеся биохимические процессы и т.д. Но в последние годы усилиями геологов-практиков установлены факты, которые не только ставят под сомнение состоятельность таких объяснений, но создают базу для пересмотра идеологии поисков УВ в принципе [5]. Геологи, ведущие постоянный заинтересованный анализ первичного геолого-геофизического материала по разным регионам, уже давно говорят о геотермии, как об эффективном поисковом критерии.

По результатам 403 определений на месторождениях УВ различных континентов установлено [6], что для нефтяных месторождений плотность теплового потока составляет от 0,9 до 1,2 мккл/см^2 сек при среднем значении 1,09 (для газоконденсатных месторождений среднее значение составляет 1,16 мккл/см^2 сек).

Авторы работы [1] по результатам детального анализа материалов по Западной Сибири пришли к выводу о необходимости использования геотермии в прогнозно-поисковых целях.

Поисковые геотермические работы с использованием взрывных сейсморазведочных скважин были проведены на Сахалине. Из 10 выявленных положительных локальных тепловых аномалий бурением были проверены 2 (на Южно-Дагинской и Средне-Аскасайской площадях), частично совпадающие со сводами антиклинальных складок. Из скважин, расположенных в пределах аномалий, получены промышленные притоки нефти и газа, а за их пределами вскрыт непродуктивный разрез. На остальных аномалиях бурение не проводилось, т.к. в плане они не совпадают с оптимальными структурными условиями по сейсмике [2].

Аналогичные работы с использованием сейсмовзрывных скважин были проведены в Восточной Сибири. Опытно-методические исследования (геохимические по шламу, промывочной жидкости, призабойному воздуху, битуминологические и геотермические) проводились на Братском газоконденсатном месторождении, выбранном в качестве эталона, и на Окинской и Первомайской площадях Иркутского амфитеатра. Газоконденсатная залежь отразилась контрастными аномалиями по метану, его гомологам и температуре [8].

Результаты геотермических исследований в Предкарпатском передовом прогибе показали, что на глубине 1000 м температура над залежами газа выше ее фоновых значений на 3–15, нефти – на 2–4 °С. Величина превышения температур на глубине 1500 м над нефтяными скоплениями достигает 4–7 °С, а на глубине 2000 м – 6–7 °С. [7].

В Припятском прогибе аналогичные исследования показали, что на 50–100 м выше продуктивных отложений превышение температуры над залежами нефти по сравнению с законтурными зонами составляет 6–7 °С [4].

Геотермические исследования, в том числе поисковые, проводились не только на суше, но и в акваториях различных бассейнов. Было установлено, что слой воды 25–30 м, а также ледовый покров почти полностью погашают влияние суточных колебаний воздуха. На мелководной акватории Лунского и Набильского заливов (Северный Сахалин) опытно-методические работы выполнялись в короткий срок прочного ледостава (2–3 месяца) одновременно с сейсморазведкой. Были использованы сейсмические профили, пикеты и сохранившиеся скважины глубиной 15–30 м. Выявленные аномалии характеризуются обилием нефтегазопроявлений из мелких скважин. Амплитуды аномалий составляют 1,25–1,5 °С, при максимальных температурах – 5,65 °С [2].

Исследования также выполнялись в шельфовых зонах Каспийского, Черного и Азовского морей. В пределах поднятия Голицына на Черном море геотермические исследования проводились дважды – летом и осенью. В первом случае над залежью газа получена аномалия в 1,9 °С, а во втором – в 1,2 °С [7].

В работе [9] приводятся результаты анализа закономерностей распределения пластовых давлений и температур по площади морского месторождения Гюнешли (Каспийское море). Пространственное совпадение локальных аномалий пластовых давлений и температур, тяготение их к тектоническим нарушениям, тенденция увеличения пластовых температур с увеличением пластовых давлений, привели авторов к выводу, что месторождение сформировалось за счет внедрения УВ снизу из более глубокозалегающих отложений. А характер изменения газового фактора указывает на преобладание газовой фазы в составе внедряемого снизу УВ-флюида, т.к. к участкам с повышенными термобарическими параметрами тяготеют повышенные значения газовых факторов нефтей.

Даже этих фактов (составляющих лишь малую долю от хорошо известных аналогичных им) достаточно, чтобы, дав им логически

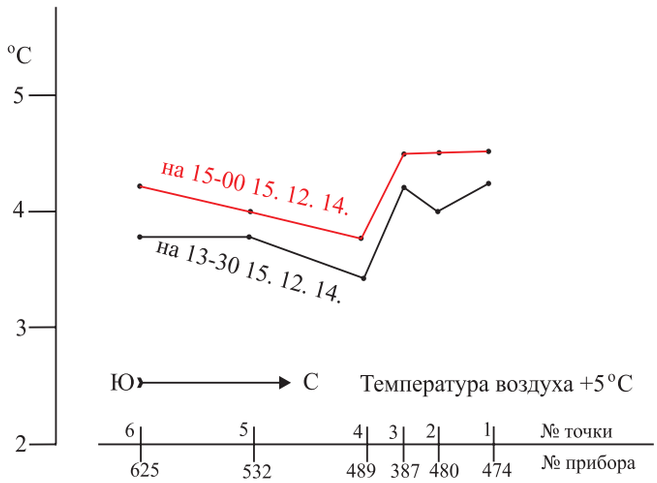


Рис. 1.
Геотермическая съемка в зоне разлома на Заманкульском месторождении

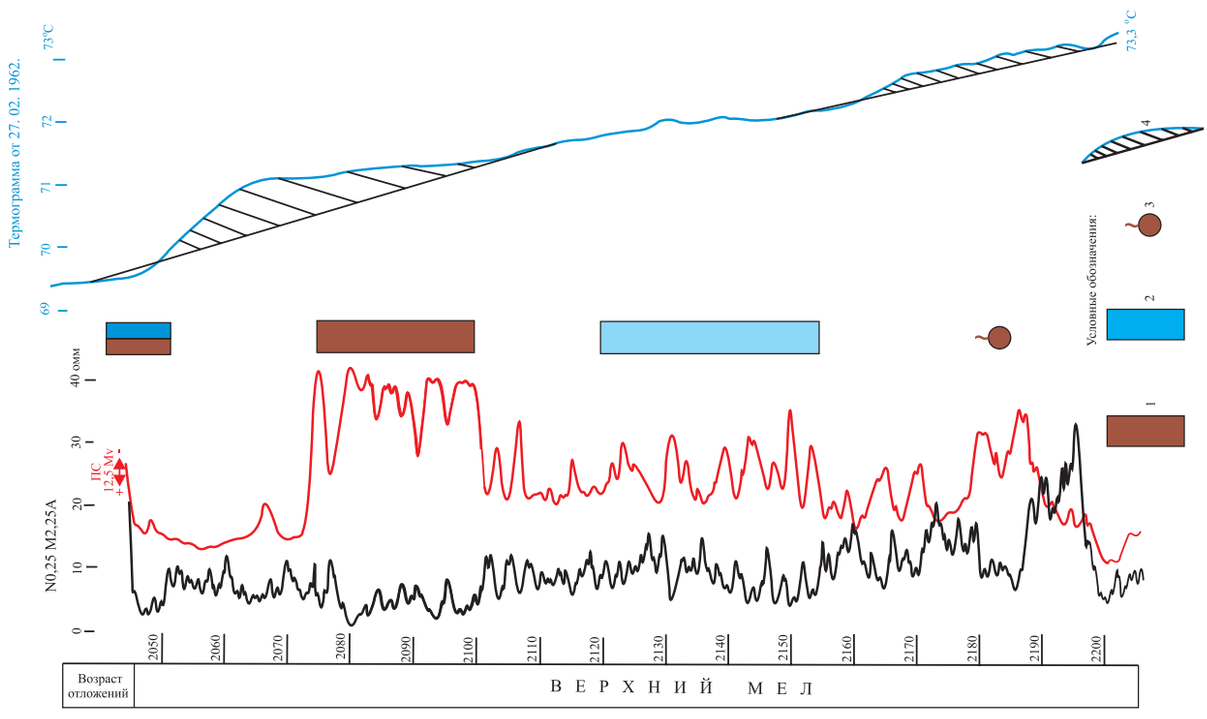
непротиворечивое объяснение, придать геотермии статус, которого она заслуживает как прямой нефтегазопоисковый критерий, имеющий причинно-следственную связь с наличием или отсутствием залежей УВ в верхних слоях земной коры.

До настоящего времени поиски нефти и газа ведутся через изучение особенностей строения геологической среды. При всей необходимости выполнения детальных геологических исследований при разведке и разработке месторождений УВ, стоит отметить, что продуктивность геологической среды по углеводородам не является следствием каких-то особенностей ее строения [5]. По этой же причине не работают критерии геологических аналогий эталонных и прогнозных участков при оценке перспектив последних, о чем упоминается в [1 и др.].

В то же время положительные тепловые аномалиями над залежами УВ в любых геологических ситуациях являются следствием внедрения перегретых УВ с больших глубин в верхние слои земной коры. Эти аномалии в комплексе с углеводородногазовыми поверхностными аномалиями однозначно указывают на наличие залежей УВ на данной площади. Поверхностная (по снежному покрову, по почве) газовая съемка может выполняться оперативно с малыми затратами средств и времени, особенно с появлением портативных полевых автоматизированных хроматографов. Возможность проведения аналогичной оперативной поверхностной тепловой съемки без бурения специальных скважин до глубины 25–30 м не реализуется по двум причинам.

Во-первых, превалирующая сегодня гипотеза органического происхождения УВ (осадочно-миграционная гипотеза) и вытекающе-

Рис. 2.
Верхнемеловые отложения по скв. 27 Заманкул: 1 – приток нефти, 2 – приток воды, 3 – нефтегазопроявления в процессе бурения, 4 – тепловые аномалии

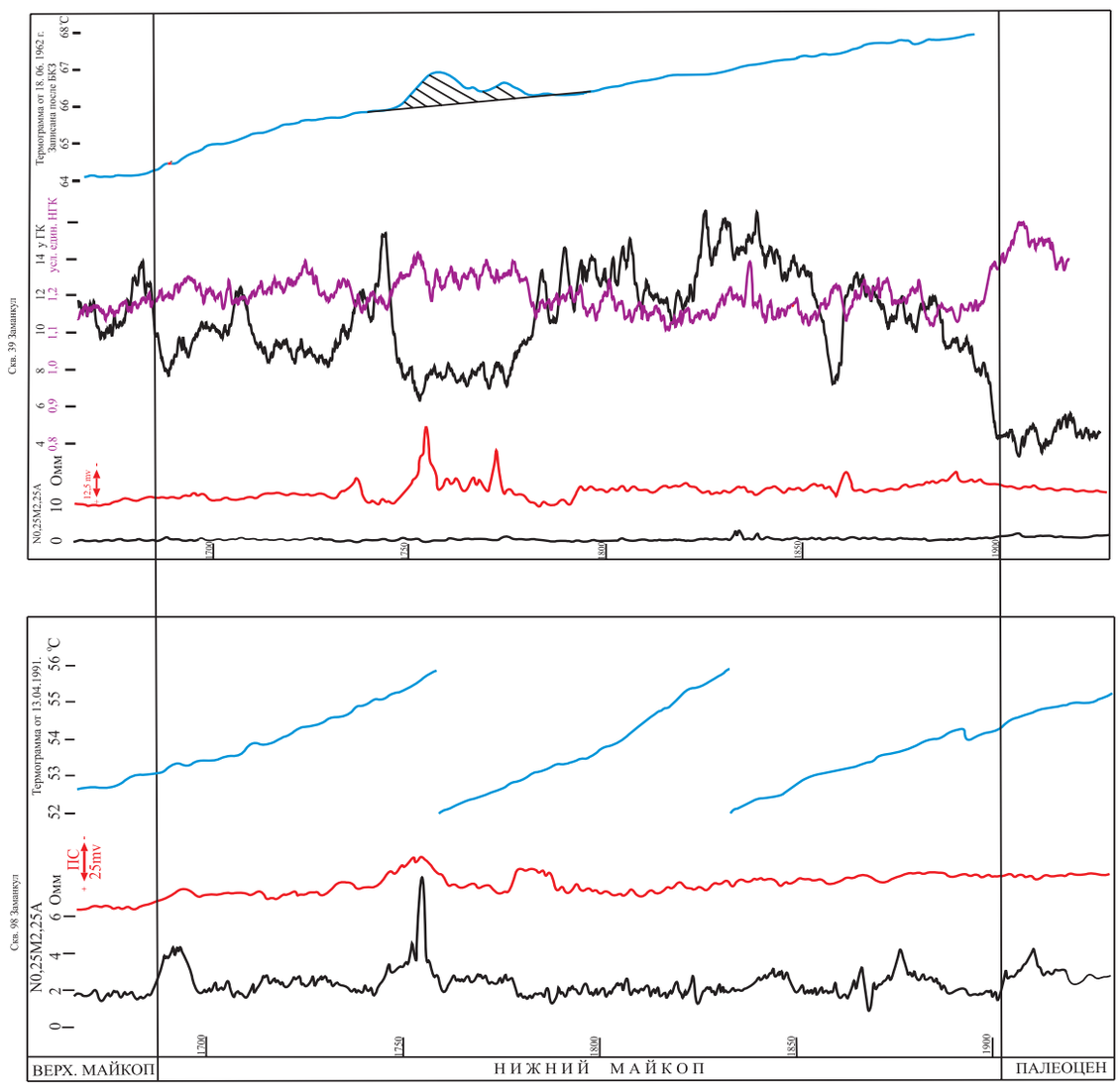


го из нее механизма формирования месторождений нефти и газа искажают суть неизменного сопровождения залежей УВ положительными тепловыми аномалиями. В связке «залежи УВ – тепловые аномалии» причину и следствие поменяли местами.

Во-вторых, в глубоко ошибочном мнении о том, что проводить тепловую съемку путем измерения температуры на глубинах менее 25–30 м невозможно, поскольку отложения до этих глубин подвержены влиянию суточных (сезонных) колебаний температуры воздуха на поверхности земли. Здесь истинно только то, что влияние колебаний температуры воздуха на верхний слой земли действительно распространяется на некоторую глубину. Но из этого не вытекает невозможность исключения влияния суточного (сезонного) температурного фона и проведения тепловой съемки с измерением температуры на меньших глубинах, например, до 50 см.

Цель тепловой, как и любой другой съемки – картирование аномалий (неоднородностей) независимо от величины общего фона в пределах некоторого пространства. Если фиксировать температуру почвы на глубине, например, 25–30 см, то это будет истинная температура в каждой точке в режиме «здесь и сейчас». Если на некоторой площади измерения проводить одним прибором, единой картины в режиме «здесь и сейчас» не получится. Но если исследования вести одновременно несколькими приборами непрерывно в течение 24 или более часов с регистрацией

Рис. 3.
Нижнемайкопские отложения по скв. 39 и 98 Заманкул (условные обозначения – см. рис. 2)



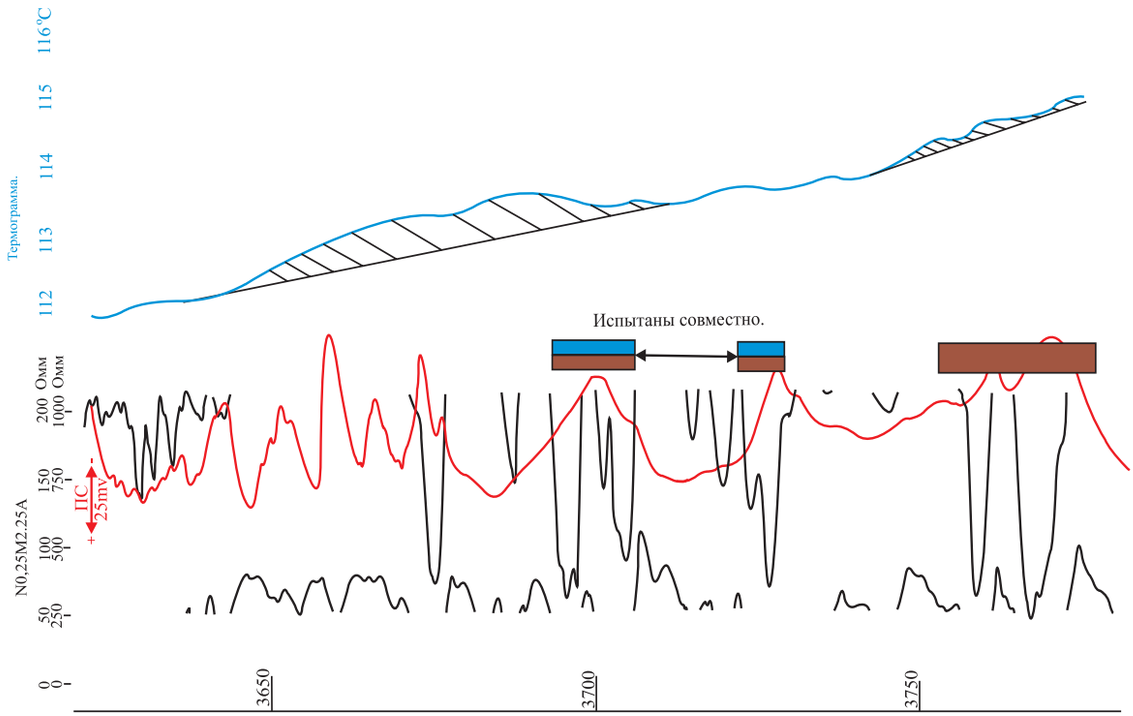


Рис. 4.
Валанжинские отложения по скв. 66 Заманкул (условные обозначения – см. рис. 2)

температуры, например, через каждые 5–10 минут, то получим общую картину в режиме «здесь и сейчас», причем, при разных уровнях температурного фона. При обработке такого массива данных легко можно устранить случайные аномалии, вызванные колебанием температуры воздуха, если они будут иметь место. Аномалии, которые будут иметь постоянный, глубинный источник, проявятся в любых ситуациях.

Эти теоретические предположения были проверены небольшим объемом полевых исследований несколькими регистрирующими термометрами. Исследования проводились на Заманкульском нефтяном месторождений (Терско-Каспийский передовой прогиб – ТКПП). В одном случае регистрирующие термометры устанавливались по профилю перпендикулярно активному в настоящее время разлому, имеющему явные проявления на поверхности. Блоки по разные стороны от разлома содержат залежи нефти. Датчики термометров устанавливались на глубине 25 см в черноземе, покрытом густой луговой травой. Температура регистрировалась через каждые 10 минут в течение от 2 до 4 суток при изменениях температуры воздуха от +10 °С до –3 °С. Было установлено, что в середине зоны разлома температура на 1,6–1,8 °С больше, чем за ее пределами. Повышение температуры было зафиксировано только в зоне разлома, в 10–15 м от ее краев температура была одинаковой, «фоновой». Колебания фона составили до 1,65 °С, при этом температура в зоне разлома была повышенной. Структура теплового поля в течение всего времени наблюдений оставалась неизменной.

В другом случае приборы были расположены перпендикулярно субширотному разлому, в рельефе проявленному не столь наглядно. Блок к северу от разлома продуктивен, южный – не ясно. Структура теплового поля схематически показана на ***рис. 1***. Точки 1–3 расположены севернее разлома, а 4–6 – южнее. По-видимому, сохраняющийся разный уровень температуры над блоками есть отражение их продуктивности.

Разработка и серийный выпуск отечественных автономных регистрирующих термометров сыграла бы неоценимую роль в реализации новой эффективной методики поисков нефти и газа.

В случае признания того, что положительные тепловые и углеводородногазовые аномалии являются неизбежным и прямым следствием существования залежей УВ, ожидаемым становится еще одно такое же следствие – это проявление залежей УВ через тепловые и УВ-газовые аномалии в разрезах скважин. УВ-газовые аномалии, фиксируе-

мые при газовом каротаже в процессе бурения скважин, давно и эффективно используются для обнаружения нефти и газа в разрезе скважин. Скважинная термометрия используется, в основном, для решения технических вопросов строительства скважин. Имеется лишь единичная публикация, где говорится об использовании временных замеров температуры (3 замера в течение 24 ч после подъема инструмента) для оценки продуктивности глинистых коллекторов Восточного Предкавказья [3]. Суть метода основана на исследовании особенностей изменения (восстановления) теплового поля скважины в зависимости от теплопроводности пород, воды, нефти и газа.

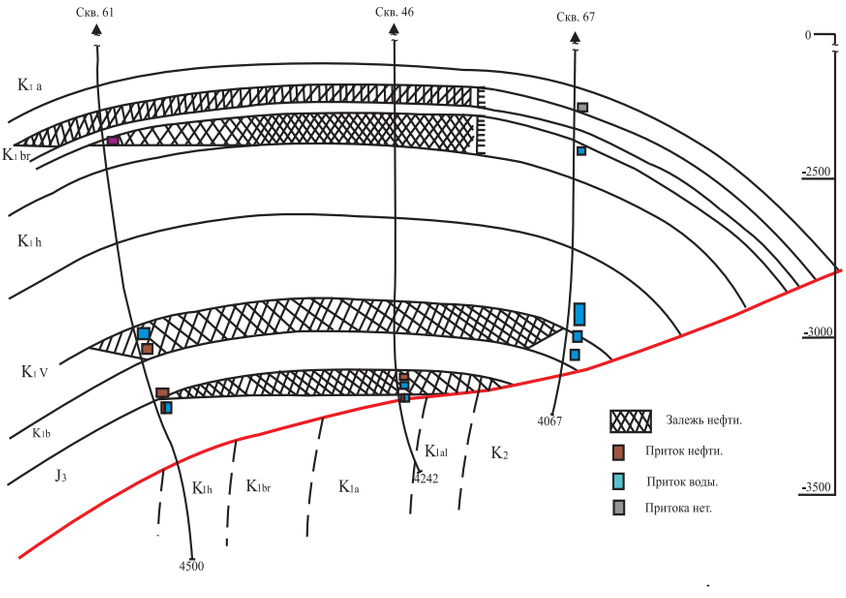


Рис. 5.
Геологический профиль через скв. 61, 46, 67 Заманкул (А.В. Меркулов, 1981)

Если УВ в верхних слоях земной коры являются перегретыми интрузивами из больших глубин, то независимо от состава вмещающих пород залежи нефти и газа в разрезе скважины должны создавать локальные положительные тепловые аномалии. Для проверки этого предположения были проанализированы материалы нескольких десятков скважин на двух месторождениях ТКПП. Результаты анализа ГИС (КС, ПС, ГК, НГК, термометрия, кавернометрия) и испытания скважин превзошли самые оптимистичные ожидания. Было установлено следующее:

– на термограммах залежи нефти четко проявляются локальными тепловыми аномалиями; наиболее информативными являются термограммы, записанные в интервале от 4 до 36 ч после подъема инструмента;

– влияние залежи нефти на тепловое поле в скважине значительно превышает влияние литологии пород с разными теплофизическими свойствами;

– в зависимости от конкретных условий в каждой скважине (время простоя скважины до записи термометрии, емкостные параметры пластов, конструкция скважины и др.) значимыми аномалиями являются аномалии в +0,2 °С и более.

На ***рис. 2*** показаны результаты испытаний верхнемеловых карбонатных отложений в скв. 27 Заманкул. Водоносный интервал в средней части разреза, в отличие от вышележащего нефтенасыщенного, по термограмме никак не выделяется, а в нижней части разреза пласт, где в процессе бурения зафиксированы нефтегазопроявления и отмечается положительная тепловая аномалия, не испытан.

На ***рис. 3*** приведена характеристика нижнемайкопских, преимущественно глинистых, с редкими песчано-алевролитовыми прослоями отложений по двум скважинам Заманкульского месторождения. Тепловая аномалия в скв. 39 в интервале залегания песчано-алевритового пласта 1750–1780 м не является следствием литологической неоднородности разреза, как может показаться на первый взгляд. Пласт не испытан. В соседней скв. 98,

Таблица 1.
Результаты исследований притока на разных штуцерах

Диаметр штуцера, мм	Суточный дебит по жидкости, м³	% нефти	$P_{тр.}$, кг/см²	$P_{зтр}$, кг/см²
6	238	10	130	200
10	485	37	170	200–170
12	518	42	160	200–170

как и в других, литологическая неоднородность аномалию не создает.

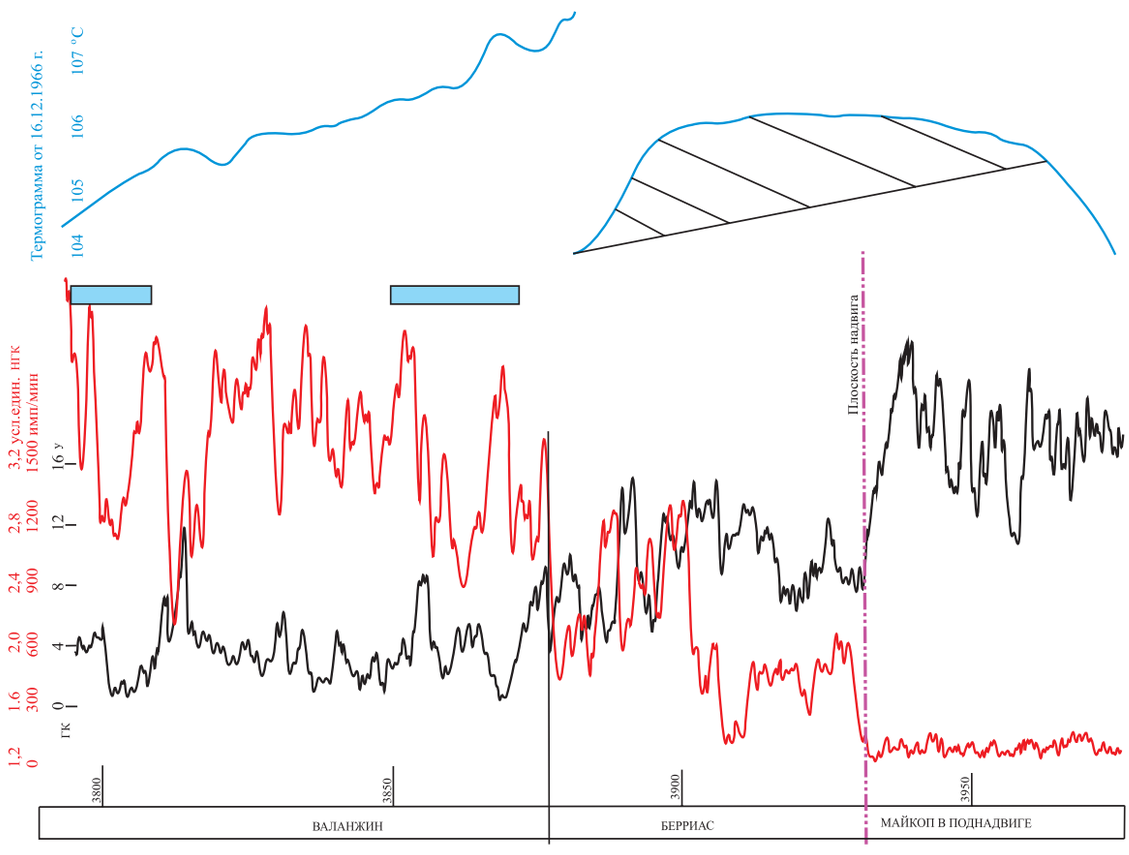
На ***рис. 4*** (валанжинская карбонатная толща) показана ситуация, когда термометрия помогает прояснить причину «необычного» явления при испытании скважины. Верхние два интервала перфорации 3693–3707 м и 3723–3730 м были испытаны одновременно как один объект. Работы велись в 1971–1972 гг. После кислотной обработки был получен приток нефти дебитом 123 т/сут. на штуцере 6 мм. Через 5 дней скважина начала обводняться с падением дебита до 70 т/сут., а потом полностью перешла на воду. Поскольку ремонтно-изоляционные работы положительных результатов не дали, был сделан вывод, что обводнение идет сверху через заколонный переток. Вышележащие пласты в валанжине испытаны не были. Нижний подинтервал объекта испытания 3723–3730 м имеет более высокую пористость и проницаемость, отсутствие в нем УВ отражается на термограмме отсутствием аномалии. Совместное испытание высокопроницаемого водоносного пласта и менее проницаемого нефтеносного пласта привели к вышеописанному результату.

На ***рис. 5*** показана общая геологическая ситуация Заманкульского нефтяного месторождения. Известные и разрабатываемые фонтанным способом с 1958 г. залежи нефти в меловых и верхнеюрских отложениях находятся в надвинутой части структуры. В поднадвиге, вскрытом несколькими скважинами, залежи нефти промышленного значения не выявлены, встречены только проявления нефти и газа.

Скв. 46 (***рис. 5***) на глубине 3977 м из пласта коллектора в юрских карбонатных отложениях через плоскость надвига вошла в глинистые отложения апта. При испытании юрских отложений планировали перфорировать интервал 3930–3977 м. После первого же прострела нижних 2 метров в интервале 3975–3977 м (фактически – плоскость надвига) скважина начала поглощать раствор плотностью 1,35 г/см^3 и дальнейшую перфорацию прекратили. После кислотной обработки скважина заработала нефтью, газом и водой. Плотность нефти – 0,846 г/см^3.

Рис. 6.

Скв. 67 Заманкул: ГИС в зоне пересечения скважиной плоскости надвига (условные обозначения – см. рис. 2)



В результатах исследований притока на разных штуцерах (***табл. 1***) явно просматривается влияние разлома. С увеличением диаметра штуцера доля нефти в получаемой жидкости увеличивается и устьевые давления не падают, как это бывает обычно. За 11 месяцев эксплуатации из этого интервала добыто 41,7 тыс. т нефти и 171,4 тыс. т воды. Газовый фактор составил 770 м^3/т. К следующему интервалу перешли, когда дебит по нефти упал до 55 т/сут. при обводненности 87%. В скв. 46 зона пересечения плоскости надвига термометрией не охвачена. Но в скв. 67, пробуренной в 600 м севернее (***рис. 6***), такие исследования выполнены.

Обращает на себя внимание резко выраженная положительная тепловая аномалия в зоне плоскости надвига и прилегающих к ней с двух сторон породах (***рис. 6***). Эти породы испытаны не были. Заметим, что на ***рис. 5*** возраст отложений (K_2) скв. 67 в поднадвиге указан некорректно. Верхнемеловые отложения представлены малоглинистыми, почти «чистыми» карбонатными породами, а породы в поднадвиге – высокорадиоактивные глинистые, какие встречаются в верхнем майкопе. В них же часто встречаются песчано-алевритовые пласты с АВПД и нефтегазопроявлениями. Судя по материалам ГИС, в скв. 67 вскрыта эта часть верхнего майкопа в поднадвиге. В таком случае тепловая аномалия может быть вызвана нефтенасыщением этих пластов в поднадвиге и песчано-алевритовых пород берриаса над плоскостью надвига.

Выводы

1. Залежи нефти и газа, являясь своеобразными глубинными интрузивами в верхних слоях земной коры, создают локальные тепловые аномалии во вмещающей геологической среде, которые фиксируются в любых геологических ситуациях как на поверхности над залежами, так и в разрезах скважин.

2. При наличии автономных регистрирующих термометров путем синхронной регистрации температуры почвы на глубине 25–30 см на некоторой площади в течение 24 ч можно фиксировать структуру геотермического поля и в сочетании с газовой съемкой оперативно картировать участки, содержащие залежи УВ.

3. Пересмотр материалов по старым скважинам с учетом скважинной термометрии, выполненной в интервале от 4 до 36 ч после подъема инструмента, может привести к выявлению новых залежей, особенно в нетрадиционных коллекторах.

4. Имеется необходимое и достаточное количество фактов и доводов, чтобы территории с малой мощностью осадочных пород или их полным отсутствием поставить в один ряд с осадочными бассейнами в части перспектив нефтегазоносности.

Литература

1. Брехунцов А.М., Нечипорук Л.А., Нестеров И.И. Разработка и реализация принципов программно-целевого планирования при оценке перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции //Геология нефти и газа. № 5. С. 47–56.

2. Вахтеров Г.П. Геотермичекая разведка акваторий заливов Северного Сахалина //Геология нефти и газа. 1988. № 3. С. 54–58.

3. Дудаев С.А. Геолого-геофизическое обеспечение технологий выделения, оценки и освоения нетрадиционных глинистых коллекторов Предкавказья //Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. Уфа. 2012.

4. Кусов Б.Р. Повышение достоверности оценки перспективности локальных структур по геотермическим данным // Геология нефти и газа. 1980. № 9. С. 30–33.

5. Кусов Б. Р. Совершенствование методики поисков нефти и газа //Недропользование XXI век. 2013, № 2, стр. 92–94.

6. Макаренко Ф.А., Сергиенко С.И. Глубинный тепловой поток в локальных нефтегазоносных структурах континентов // Изв. АН СССР. Серия геологическая. 1974. № 1. С. 70–77.

7. Сергиенко С.И., Осадчий В.Г., Куксов Г.А., Грицик И.И., Ковалик В.В. Придонное картирование шельфовых зон геотермическим методом //Геология нефти и газа. 1989. № 2. С. 6–10.

8. Стадник Е.В., Исаев В.П., Королев В.И., Пастухов Н.П. Геохимические исследования сейсмовзрывных скважин при поисках нефти и газа в Восточной Сибири //Геология нефти и газа. 1985. № 1. С. 19–23.

9. Фейзуллаев А.А., Исмайлова Г.Г. Механизм формирования месторождений нефти и газа в Южно-Каспийском бассейне (на примере месторождения Гюнешли) //Геология нефти и газа. 2013. № 1. С. 44–47.