

УДК (550.83+550.84):553.98(571)

ГЕОХИМИЧЕСКОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ В СУРГУТСКОМ РАЙОНЕ НЕФТЕДОБЫЧИ

В.И. Исаев, Ю.В. Коржов*, Г.А. Лобова*, Д.М. Ярков*

Томский политехнический университет

E-mail: isaev_sah@mail.ru

*Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск

E-mail: ykor1962@mail.ru g_lobova@ugrasu.ru dmitry@mail.ru

В Сургутском районе нефтедобычи выполнено прогнозирование залежей нефти по аномалиям концентраций мигрирующих в поверхностные отложения жидких углеводородов. Выявлены три перспективных участка, два из которых подтверждены бурением. Для третьего, прогнозного участка, предложен разрез возможной залежи. Концентрации ароматических углеводородов определялись методами органической геохимии в пробах грунтов, взятых с забоя взрывных скважин сейсморазведки.

Ключевые слова:

Взрывные скважины сейсморазведки, концентрации ароматических углеводородов, прогноз залежей нефти, Сургутский район.

Введение

Определялись перспективы нефтегазоносности Центрально-Кустового участка ТПП «Когалымнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь») по результатам анализов проб грунтов, поднятых из взрывных скважин сейсморазведки. Исследования грунтов выполнялись методами органической геохимии на содержание моно-, би-, триароматических и полициклоароматических углеводородов (УВ). Анализировались пробы, поднятые с глубин 7...10 м, где имеют место достаточное насыщение глинистой фракцией и стабильные криогенные условия, обеспечивающие хорошую адсорбцию и сохранность мигрирующих к поверхности нефтяных УВ.

Выполнено решение поисковой задачи на основе анализа аномалий фильтрующихся жидких УВ, а не традиционно, по аномалиям углеводородных газов [4 и др.]. Решалась задача прогнозирования залежей УВ на территории, где активно ведется поисковое и разведочное бурение, добыча углеводородного сырья. В этом заключается существенное отличие от задачи, решавшейся на Восточно-Панлорской площади [2], где поисковое и разведочно-эксплуатационное бурение не проводилось. Эти особенности геохимических исследований и предопределяют их научно-практический интерес.

Характеристика участка исследований

Физико-географические условия и геолого-геофизическая изученность. Центрально-Кустовой участок расположен в Сургутском районе Тюменской области на широте 62°12' в 3 км к юго-востоку от города Когалым.

Участок исследований находится в районе, где ведутся промышленные работы по разработке и эксплуатации нефтяных месторождений Ватъеганское, Южно-Ягунское, Дружное, Восточно-Придорожное. Западнее района работ проходит трасса нефтепровода «Холмогорское-Федоровское месторождение», восточнее – газопровод «Уренгой-Челябинск», ряд трубопроводов местного значения. В непосредственной близости проходит железная дорога Тюмень-Сургут-Уренгой.

В орографическом отношении территория представляет собой исключительно заболоченный район. Абсолютные отметки изменяются в диапазоне 63...88 м.

Геологическое строение. Согласно «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты» [1] площадь Центрально-Кустового участка расположена на Кустовом поднятии в пределах Ватъеганского вала и Могутлорского прогиба, которые осложняют Северовартовскую мега-террасу и находятся на сочленении Сургутского и Нижневартовского сводов, рис. 1.

Кустовое поднятие выделяется как структура III порядка. Размеры структуры составляют 15×17,5 км, амплитуда до 95 м, углы падения крыльев изменяются от 0°10' до 1°32' и в среднем составляют 0°52'. В пределах структуры III порядка выделяются структуры IV порядка: Кустовая, Восточно-Ягунская и Видная (рис. 2).

В геологическом строении участка исследований принимают участие породы доюрского фундамента и толща мезо-кайнозойского осадочного чехла.

Доюрские отложения. Доюрское основание на участке не вскрыто, оно охарактеризовано по материалам разведочной скважины 52Р на Южно-Ягунском месторождении. Породы вскрытой части фундамента представлены разновидностями эффузивов с корой выветривания в верхней его части.

Юрские отложения. Юрская система представлена отложениями среднего и верхнего отдела. Средний отдел представлен *тюменской свитой*. Верхний отдел подразделяется на *васюганскую*, *георгиевскую* и *баженовскую* свиты.

Тюменская свита (аален+байос+бат) залегает несогласно на породах коры выветривания. Литологически, по данным каротажа и керна, тюменская свита представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. К кровле свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт «Т». Вскрытая мощность отложений от 10 до 104 м.

Васюганская, георгиевская и баженовская свиты (келловей + оксфорд + кимеридж + волжский) без видимого несогласия залегают на отложениях тюменской свиты.



Рис. 1. Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты [1]: 1) контур Центрально-Кустового участка; 2) границы тектонических структур I порядка; 3) границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка; 4) открытое месторождение УВ, название месторождения

Васюганская свита (оксфорд+келловей) по литологическому составу делится на две подсвиты: нижнюю, сложенную преимущественно глинистыми породами, иногда с прослоями битуминозных аргиллитов и верхнюю, представленную песчаниками, алевролитами с подчиненными прослоями аргиллитов. Мощность свиты от 67 до 83 м.

Гергиевская свита (кимеридж) представлена аргиллитами темно-серыми до черных, с зеленоватым оттенком с прослоями и линзами алевролитов, с включениями глауконита, пирита и сидерита. Аргиллиты плотные, крепкие в разной степени известковистые. Мощность свиты 4...5 м.

Баженовская свита (волжский) распространена повсеместно и представлена темно-серыми, буровато-черными, известковистыми, битуминозными аргиллитами с включениями глауконита, пирита, сидерита. К кровле баженовской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт «Б». Мощность свиты достигает 55...60 м, при аномальном разрезе – до 140 м.

Меловые отложения. Меловая система представлена нижним и верхним отделами. Нижний отдел представлен сортымской свитой (мощность 210...300 м), включающей ачимовскую толщу (125...130 м), усть-балыкской (200...225 м), сангопайской (125...140 м) свитами. Верхний отдел включает в себя отложения алымской (мощность 80...108 м), покурской (595...617 м), кузнецовской (11...12 м), березовской (123...156 м) и ганькинской (90...129 м) свит.

Кайнозойские отложения. Данные отложения представлены палеогеновой, неогеновой и четвертичной системами. Накопления основной части осадков происходило в морских условиях и только в верхней части олигоцена появляются породы прибрежно-морского и континентального происхождения.

Нефтегазоносность. Центрально-Кустовой участок расположен в Сургутском нефтегазоносном районе Среднеобской нефтегазоносной области, в пределах земель с весьма высокой плотностью запасов УВ. К участку исследования непосредственно примыкают с северо-запада Восточно-Ягунское, с востока Видное, с юго-запада Кустовое месторождения. В пределах этих площадей промышленная нефтеносность установлена в верхнеюрском, ачимовском и неокомском комплексах [5].

Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс (НГК) приурочен к отложениям верхневасюганской подсвиты, сложенной прибрежно-морскими и морскими песчано-алевритовыми фациями (пласт ЮС₁¹), и аномальному разрезу баженовской свиты (пласт ЮС₀¹).

В пределах ачимовского НГК выделен один продуктивный пласт Ач₁³. Коллекторы данного пласта представлены обособленными песчано-алевритовыми телами. Покрышкой над залежью нефти в пластах данного комплекса в пределах участка исследований служат уплотненные глины сортымской свиты мощностью до 170 м.

Неокомский НГК объединяет отложения валанжинского, готеривского и барремского ярусов. Отложения комплекса накапливались в условиях

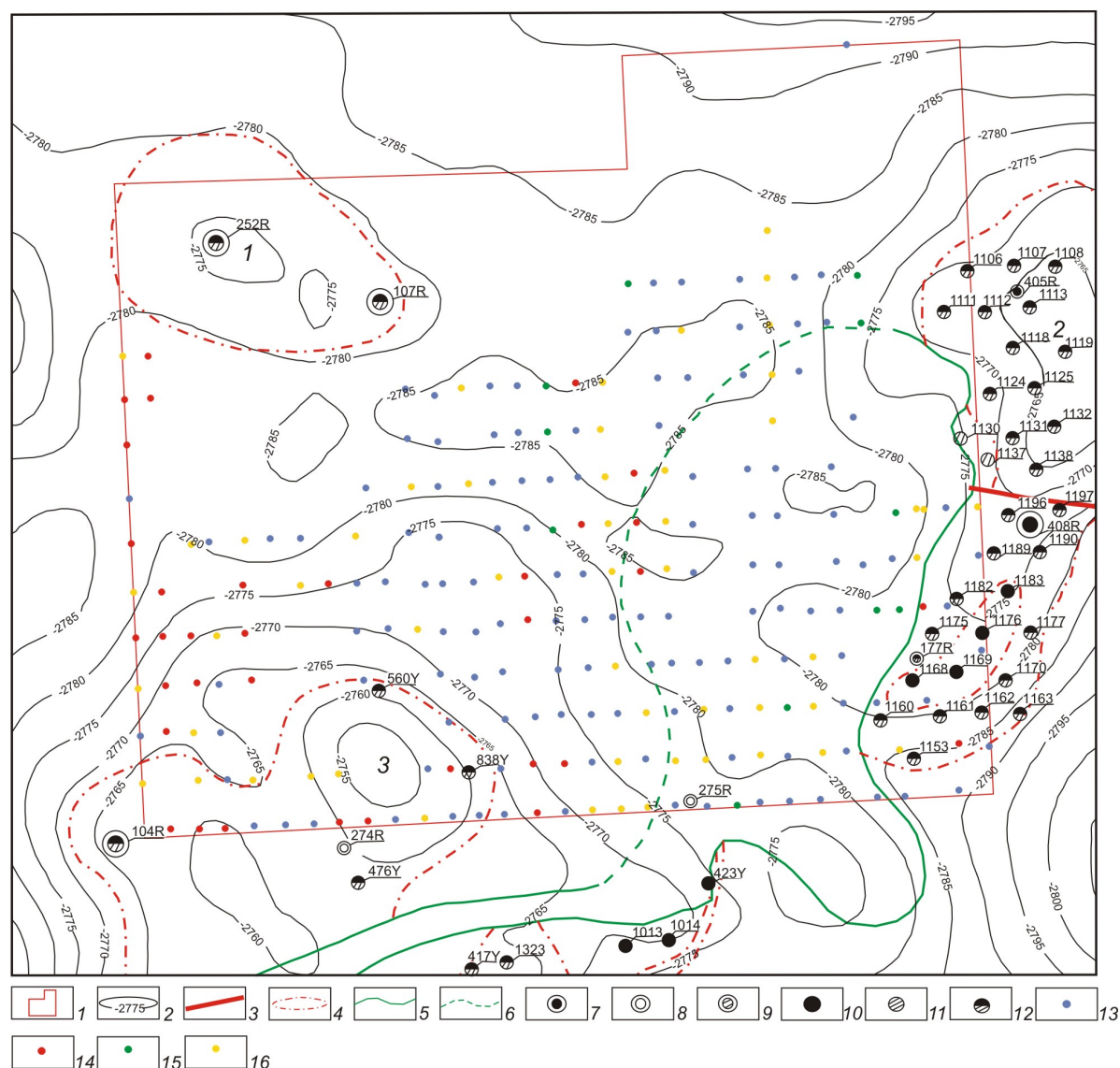


Рис. 2. Центральнo-Кустовой участок. Карта-схема фактического материала: 1) границы участка; 2) изогипсы по кровле пласта ЮС₁; 3) предполагаемые тектонические нарушения; 4) водонефтяной контакт; 5) линия установленного выклинивания пласта; 6) линия предполагаемого выклинивания пласта; 7) разведочная скважина, давшая приток нефти; 8) разведочная скважина; 9) разведочная скважина, давшая приток воды; 10) эксплуатационная скважина, давшая приток нефти; 11) эксплуатационная скважина, давшая приток воды; 12) эксплуатационная скважина, давшая приток нефти с водой; 13) точки геохимического опробования, принятые для прогноза перспектив нефтегазоносности; 14) точки геохимического опробования, отбракованные по малому весу образца; 15) точки геохимического опробования, отбракованные по следам мазута на упаковке образца; 16) точки геохимического опробования с наличием синтетических масел в образце. Структуры: 1 – Восточно-Ягунская; 2 – Видная; 3 – Кустовая

регионального склона, неустойчивого тектонического режима и высокой скорости седиментации. К Кустовому месторождению в целом приурочена область развития клиноформы (группы пластов БС) и покровного комплекса (группы пластов АС).

Результаты испытания скважин, вскрывших выше перечисленные НГК, сведены в табл. 1.

Теоретические предпосылки геохимических исследований

Физико-химическая модель залежи углеводородов. Для нефтегеологического анализа геохимической зональности УВ принята теоретическая физи-

ко-химическая модель залежи [3]. Согласно этой модели, пространственная локализация аномалий мигрирующих жидких УВ в приповерхностном слое происходит над водонефтяным контактом. Эти аномалии, в случае залежи, вмещающей замкнутым локальным поднятием, для теоретической модели имеют зонально-кольцевую форму и трассируют внешний контур водонефтяного контакта (ВНК).

Поисковые геохимические признаки. В качестве информативных параметров приняты суммарные концентрации ароматических УВ групп моно-, би-, три- и полиароматических молекул с 4...5 конденсированными ароматическими кольцами.

Таблица 1. Сводные результаты испытания скважин Кустового поднятия

Скважина	Пласт	Интервал испытания (а.о.), м	Нефть, м³/сут	Вода, м³/сут
Восточно-Ягунская 107Р	ЮС ₁ ¹	2751...2792	19,08	–
	БС ₁₁ ²	2306...2310	0,83	3,23
	БС ₁₀ ³	2266,7...2270,8	48,0	–
	БС ₁₀ ¹	2246...2256,6	36,0	–
Восточно-Ягунская 252Р	ЮС ₁ ¹	2773...2783	38,0	4,2
	АЧ ₁ ³	2691...2697	33,1	–
Видная 405Р	ЮС ₁ ¹	2767...2771	96,0	–
	БС ₁₁ ²	2291...2296	119,5	16,3
Видная 408Р	ЮС ₁ ¹	2775,5...2782,5	39,8	–
	БС ₁₁ ²	2293,5...2296,5	126,1	14,0
	БС ₁₀ ³	2257,5...2260,5	13,9	9,7
	АС ₄ ¹	1858,6...1862,6	19,3	–
	АС ₄ ⁰	1829,6...1835,6	0,9	–
Видная 177Р	ЮС ₁ ¹	2781,9...2783,9	1,4	0,5
Видная 1175	ЮС ₁ ¹	2780,8...2784,8	6,6	0,7
Кустовая 104Р	ЮС ₁ ¹	2761,9...2768,9	2,31	7,15
	ЮС ₀ ¹	2730...2740,1 2746,9...2751,5	1,67	–
Кустовая 274Р	БС ₁₁ ²	2290,1...2294,1	172,8	–
	БС ₁₁ ¹	2273,1...2280,1	156,4	–
Кустовая 275Р	БС ₁₁ ²	2296...2300	21,0	–
	БС ₁₁ ¹	2284,4...2291,4	51,3	5,7

Выбор ароматических УВ в качестве поисковых геохимических признаков определялся в первую очередь тем, что эти вещества чужеродны природным биосистемам и на них практически не оказывает маскирующего влияния современная растительность. Эти вещества обладают средней полярностью по сравнению с насыщенными УВ и гетероатомными веществами, поэтому, с одной стороны, способны к адсорбционному накоплению на глинистых минералах, а с другой – сохраняют подвижность УВ и способность к перемещению в гетерогенных (гидрофильных/гидрофобных) геологических средах. Кроме того, ароматические УВ устойчивы к биоразложению и достаточно легко и однозначно определяются методом хромато-масс-спектрометрии.

При выборе конкретных ароматических УВ, принимаемых в расчет концентраций групп веществ, учтено, что образцы пород хранились некоторое время в открытом состоянии (не герметичные полиэтиленовые пакеты) и сорбированные на них УВ подвергались процессам выветривания и окисления. В результате, концентрации УВ могли уменьшиться. Поэтому из каждой группы ароматических УВ выбрали только несколько соединений – присутствующие в наибольших концентрациях, наиболее устойчивые к выветриванию и характеризующие группу, в которых содержание:

1. моноаренов характеризует ряд алкилбензолов нормального строения C₁₃-C₂₉;
2. биаренов характеризуют соединения с нафталиновым ядром, включая нафталин, 1-, 2-метилнафталины, 10 изомеров диметилнафталинов;

3. триаренов характеризуют соединения с фенантроновым ядром, включая фенантрен, 9-, 2-, 3-, 4-метилфенантрены.
4. полициклических УВ характеризуют соединения с конденсированным ароматическим ядром от 4 и выше ароматических колец, включая хризен, пирен, флуорантен, перилены, бензпирены и др.

Химико-аналитические исследования

Подготовка проб заключалась в высушивании до сыпучего состояния на воздухе, приведении в однородное состояние размалыванием комков и тщательном перемешивании.

Количественное определение содержания ароматических УВ в образцах грунтов производили с использованием аналитических методов Комиссии защиты природных ресурсов США: TNRCC Method 1005 «Определение общих нефтяных углеводородов в твердых и жидких матрицах методом газовой хроматографии» и TNRCC Method 1006 «Определение C₆-C₃₅ нефтяных углеводородов в объектах окружающей среды (алифатические и ароматические углеводороды)». Вид анализа – хроматография газовая с масс-спектральным детектированием. Поверенное аналитическое оборудование: а) хроматограф газовый Clarus 500MS фирмы PerkinElmer (США) с масс-спектрометрическим детектором; б) колонки аналитические капиллярные 30 м×0,25 мм, неподвижная фаза Elite-5MS, толщина пленки 0,20 мкм.

Метод 1005 включает в себя условия проведения экстракции суммарной фракции УВ из образцов породы, условия консервирования и хранения образцов и экстрактов. Метод 1006 является логическим продолжением Метода 1005 и включает в себя условия разделения суммарного экстракта УВ (полученного по Методу 1005) методом колоночной хроматографии на фракции насыщенных и ароматических УВ.

Экстракцию суммы УВ проводили н-гексаном из 18...50 г породы (точность взвешивания до 0,01 г). Тяжелые глинистые образцы экстрагировали три раза по 40 мл н-гексаном. Из полученного экстракта удаляли растворитель на ротационном испарителе под вакуумом при 40 °С, концентрируя экстракт до 1 мл. Концентрат с помощью колоночной хроматографии на силикагеле делили на две фракции: алифатических и ароматических УВ. Газ-носитель – гелий. Температура источника электронов детектора масс-спектрометра 200 °С. Температура инжектора 220 °С, трансферлайна 300 °С. Энергия электронов 70 эВ.

Анализ суммарного экстракта или ароматической фракции производили на хромато-масс-спектрометре. Идентификацию аренов проводили по относительным временам удерживания и путем реконструирования исходной хроматограммы по характеристическим ионам. Концентрации (мг на 1 кг породы) ароматических УВ определяли по внутреннему стандарту аценафтену-d10 с учетом объемов аликвот и коэффициентов концентрирования.

Результаты исследований

Сводные количественные характеристики геохимических параметров по результатам лабораторных исследований приведены в табл. 2.

Таблица 2. Значения концентраций ароматических УВ в образцах грунта Центрально-Кустового участка

Группа УВ	Диапазон концентраций, мкг/кг	Средняя концентрация, мкг/кг	Сечение изолиний карты
Алкилбензолы	0...132,8	39,9	10
Нафталины	0...58,4	10,7	5
Фенантроны	0...37,5	30,2	10
Полициклические УВ	0...1,02	0,71	0,2

Масштаб построения карт изоконцентраций УВ был выбран согласно методическим рекомендациям по геохимическим исследованиям [3] и определен как 1:25 000, т. е. плотность пунктов геохимического опробования составляла порядка 5 на 1 км².

Исходные предпосылки для интерпретации результатов геохимических исследований заключались в следующем:

1. Согласно принятой интерпретационной модели, пространственная локализация в приповерхностном слое аномальных зон концентраций мигрирующих тяжелых УВ (алкилбензолы, нафталины, фенантроны, полициклические УВ, сумма ароматических УВ) происходит над внешним контуром ВНК.
2. Учитывая значительную унаследованность тектонического развития участка работ в течение юры и нижнего мела, в качестве «структурной подложки» принимаем структурную карту по кровле пласта ЮС¹.
3. Выявляемые аномальные зоны мигрирующих тяжелых УВ не обеспечены теоретической основой и опытом для определения глубины (стратиграфической приуроченности) положения продуктивной ловушки. Тем не менее, в качестве вероятного источника можно рассматривать залежи, приуроченные к пласту ЮС¹.
4. Полевое геохимическое опробование в целом представляется некondиционным: повсеместное загрязнение проб смазочными материалами, сырой нефтью, «микроскопический» вес проб, рис. 2. Поэтому в качестве основного прогностического параметра перспективных участков принимаем концентрации нафталинов, которые менее всего чувствительны к загрязнению (по сравнению с алкилбензолами и фенантренами) и имеют существенно большие концентрации (по сравнению с полициклическими УВ).
5. Концентрации алкилбензолов, фенантронов, полициклических УВ, суммы ароматических УВ используем для сопоставления с перспективными участками, определенными по концентрациям нафталинов.

6. В качестве фактической основы для нефтегеологической интерпретации концентраций тяжелых УВ используем карты изолиний концентраций. Сечение изолиний принимаем порядка удвоенной ошибке определения геохимического параметра.

7. Аномальные зоны концентраций на картах изолиний выделяем по отношению к тройной величине фоновых значений. Фоновые значения алкилбензолов, нафталинов, фенантронов и полициклических УВ определены по 5 точкам опробования, расположенным за пределами участка.

На карте изоконцентраций нафталинов (рис. 3), которую рассматриваем в качестве основной схемы прогноза перспектив нефтегазоносности, выделяются три перспективных участка.

Два перспективных участка, разбуренные поисковыми и разведочными скважинами, расположены в периферийных частях площади геохимического опробования. 1-й перспективный участок, расположенный у юго-восточного края планшета (примыкающая часть месторождения Видное), охарактеризован и скважинами, давшими притоки нефти, и скважинами, давшими притоки нефти с водой. На этом участке аномальная зона концентраций нафталинов вполне согласовалась с положением установленного бурением ВНК в пласте ЮС¹ (см. табл. 1). 2-й перспективный участок, расположенный у юго-западного края планшета (примыкающая часть месторождения Кустовое), охарактеризован скважинами, давшими притоки нефти с водой. На этом участке аномальная зона концентраций нафталинов не противоречит положению установленного бурением ВНК.

3-й перспективный участок, собственно прогнозный, расположен в центрально-западной части площади геохимического опробования. На этом участке аномальные зоны концентраций нафталинов достаточно уверенно трассируют положение ВНК предполагаемой залежи (ловушки), возможно, в пласте ЮС¹.

Все три перспективных участка вынесены на карты изоконцентраций суммы ароматических УВ, полициклических УВ, алкилбензолов, фенантронов. Сопоставление положения перспективных участков с аномальными зонами концентраций этих ароматических УВ показало их вполне удовлетворительную согласованность.

Выводы

Перспективный участок 1-й, расположенный в юго-восточной части площади геохимического опробования и представленный уже выявленной бурением залежью в пласте ЮС¹, может быть охарактеризован как подтвержденный и геохимическим опробованием. Здесь положение ВНК подтверждается аномальными зонами по нафталинам, фенантренам, сумме ароматических УВ, а также концентрациями алкилбензолов. В силу только ча-

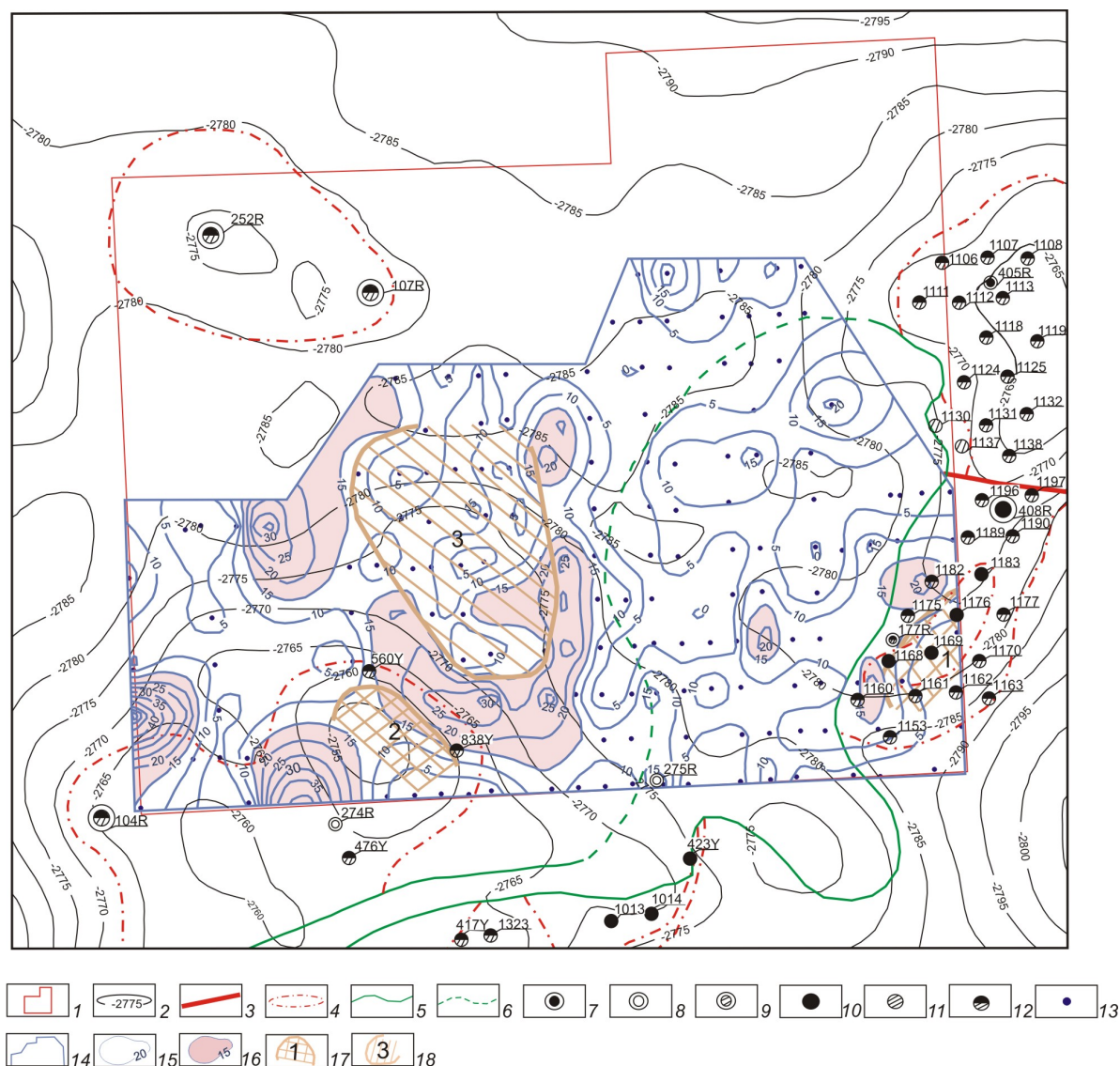


Рис. 3. Схематическая карта прогноза перспектив нефтегазоносности (карта концентраций соединений с нафталиновым ядром): 1–13) – то же, что на рис. 2; 14) контур площади геохимического опробования; 15) изоконцентрации соединений с нафталиновым ядром, мг/кг; 16) аномальные зоны концентраций соединений с нафталиновым ядром, мг/кг; 17) разрушенные перспективные участки, прогнозируемые по аномалиям нафталиновых углеводородов, номер участка; 18) неразрушенные перспективные участки, прогнозируемые по аномалиям нафталиновых углеводородов, номер участка

стичного опробования этого участка (юго-западный блок) более детальную оценку 1-му перспективному участку по геохимии дать не представляется возможным.

Перспективный участок 2-й, расположенный у юго-западного края площади геохимического опробования и уже разбуренный скважинами, давшими притоки нефти с водой из пласта ЮС¹, может быть охарактеризован как подтвержденный геохимическим опробованием. Здесь положение ВНК подтверждается аномальными зонами концентраций нафталинов, фенантронов, суммы ароматических УВ, а также алкилбензолов. В силу только частичного опробования этого участка (северо-восточный блок) более детальную оценку 2-му перспективному участку по геохимии дать затруднительно.

Перспективный участок 3-й, расположенный в центрально-западной части площади геохимического опробования, еще не разбурен и является собственно прогнозным. Здесь положение ВНК достаточно уверенно картируется зонами концентраций нафталинов, подтверждается аномальными зонами по фенантренам, сумме ароматических УВ, а также алкилбензолов. «Кольцо» аномальных зон кажется недостаточно замкнутым только в самой северной части этого перспективного участка.

Совместное рассмотрение аномальных зон 3-го и 2-го перспективных участков (рис. 3), позволяет предположить следующий **разрез возможной ловушки (залежи) в пласте ЮС¹**. Начиная с северной части 3-го перспективного участка (с положения изогипс 2785...2780), коллектор становится нефтенасыщен-

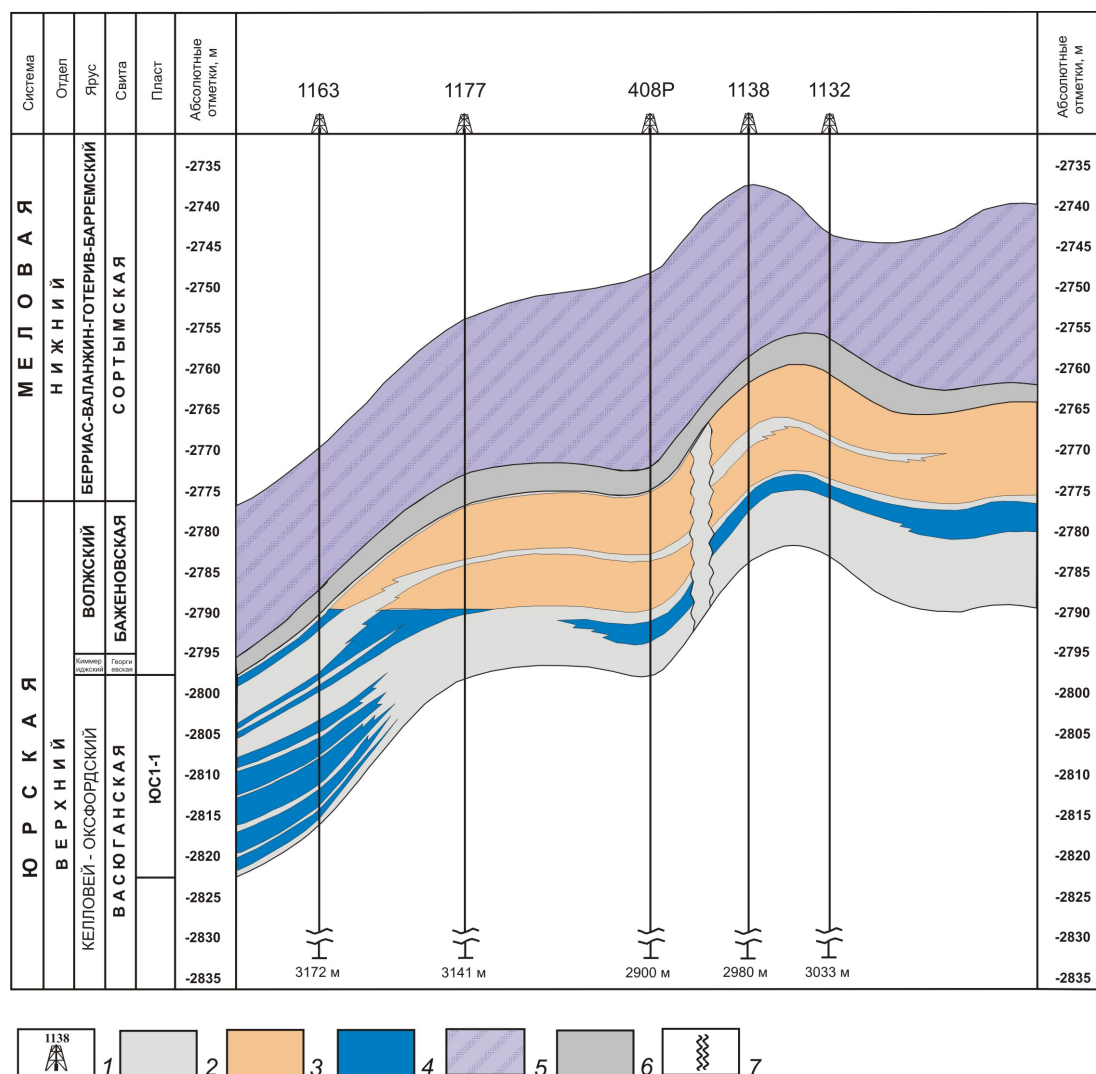


Рис. 4. Схематический геологический разрез юрских отложений по линии скважин 1163 – 1177 – 408Р – 1138 – 1132 Видного месторождения: 1) скважина; 2) неколлектор; 3) песчаник нефтенасыщенный; 4) песчаник водонасыщенный; 5) разрез баженовской свиты; 6) разрез георгиевской свиты; 7) зона фациального замещения

ным. На стыке 3-го и 2-го перспективных участков (положение изогипс 2770...2765) пласт содержит зону фациального замещения неколлектором. Здесь фиксируются два ВНК, первый – принадлежит «склоновой» залежи (3-й перспективный участок), второй – «купольной» залежи (2-й перспективный участок).

В качестве аналога описанного выше прогнозного разреза залежи 3-го и 2-го перспективных участков может служить схематический геологический разрез по линии VII-VII Видного месторождения (скв. 1132 – 1138 – 408Р – 1177 – 1163), выполненный коллективом авторов под руководством Р.И. Гординой, ООО «КогалымНИПИнефть», рис. 4.

Заключение

На Центрально-Кустовом участке детальной сейсморазведки, расположенном в Сургутском районе нефтедобычи, решена задача прогнозирования методами органической геохимии залежей углеводородов.

Данные о содержании ароматических УВ в пробах, взятых с забоя взрывных скважин, позволили выявить три нефтеперспективных участка.

Перспективные участки, расположенные на юго-восточном, юго-западном разбуренных краях исследуемой площади, охарактеризованы как подтвержденные геохимическим опробованием. На этих участках аномальные зоны концентраций УВ не противоречат положению ВНК, установленному бурением.

Выявленный третий перспективный участок, расположенный в центрально-западной части исследуемой территории, достаточно уверенно фиксируется зонами аномальных концентраций ароматических УВ. Здесь по результатам комплексного рассмотрения геохимических и структурно-геологических данных предложен разрез возможной структурно-литологической ловушки углеводородов в пласте ЮС¹, аналогичный разрезу ловушки в пласте ЮС¹ Видного месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова, В.Г. Елисеев, В.И. Карасев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, Е.А. Тепляков, Ф.З. Хафизов, А.В. Шпильман, В.М. Южакова. — Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаука-Сервис», 2004. — 148 с.
2. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Романова Т.И., Бочкарева Н.М. Оценка продуктивности локальных ловушек по составу тяжелых углеводородов в приповерхностных отложениях центральной части Западно-Сибирской плиты // Геофизический журнал. — 2006. — Т. 28. — № 6. — С. 58–74.
3. Справочник по геохимии нефти и газа / Под ред. С.Г. Неручева. — СПб.: Недра, 1998. — 576 с.
4. Бондарев В.Л., Миротворский М.Ю., Облеков Г.И., Шайдуллин Р.М., Гудзенко В.Т. Геохимические методы при обнаружении и локализации залежей углеводородных газов (УВГ) в надпродуктивных отложениях газоконденсатных месторождений п-ва Ямал // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2005. — № 11. — С. 17–22.

Поступила 17.03.2008 г.

УДК 553.982.28(571.16)

ВЫЯВЛЕНИЕ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ НЕАНТИКЛИНАЛЬНОГО ТИПА В ВЕРХНЕ-, СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ (ЮГО-ВОСТОЧНАЯ ЧАСТЬ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

О.О. Абросимова, С.И. Кулагин

ОАО «Сибнефтегеофизика», г. Новосибирск
E-mail: abrosimova@sibngf.ru

Рассмотрена проблема прогноза залежей углеводородов литологического типа. Показано, что подобные ловушки выделяются на различных стратиграфических уровнях отложений осадочного чехла юго-восточной части Томской области. Для картирования коллекторов использованы результаты комплексирования структурных построений, атрибутов сейсмической записи, результатов геосейсмического моделирования.

Ключевые слова:

Ловушки углеводородов, коллектор, пористость, аллювиальные отложения, атрибуты сейсмической записи, геосейсмическое моделирование.

В связи с тем, что настоящее время наиболее крупные антиклинальные залежи уже выявлены, одной из задач сейсморазведочных работ является поиск сложнопостроенных ловушек. За прошедшие десятилетия результаты поиска месторождений нефти и газа показали, что значительное количество залежей в юрских отложениях контролируются не только структурным фактором, но и литологическими, тектоническими, стратиграфическими экранами. Одними из наиболее сложно прогнозируемых объектов являются литологические ловушки. Возможность распространения подобных объектов в отложениях тюменской свиты и межугольной толщи васюганской свиты в пределах юго-восточной части Томской области была обоснована в работах [1, 2]. Формирование большинства из них связано с аллювиальными осадками. Литологические ловушки приурочены к палеодренажным системам. Исследования русел палеорек, основанные на изучении современных речных систем, широко представлены в научной литературе [3]. В морфологическом отношении ловушки аллювиальных отложений представлены рукавообразными (шнурковыми) песчаными телами русловых осадков, заключенных в слабопроницаемую алевроитово-глинистую толщу пойменных отложений. В зависимости от направления течения палеореки кон-

фигурация песчаных тел может быть линейно вытянутой или дугообразной. Значительное увеличение ширины подобных тел возможно в зоне развития меандрирующих русел. Ограничение подобных залежей по латерали происходит за счет замещения песчаников непроницаемыми песчано-глинистыми и глинистыми разностями.

В работе приведены результаты прогноза ловушек углеводородов неантиклинального типа в верхне-, среднеюрских отложениях на примере двух площадей. Уточнение строения и распределения зон коллекторов проводилось на основе комплексирования результатов структурных построений по кровле пластов, атрибутов сейсмической записи, результатов геосейсмического моделирования, а также данных ГИС и материалов гидродинамических исследований. Отложения имеют континентальный генезис.

На первой площади выполнен прогноз литологической ловушки в отложениях верхневасюганской подсвиты (пласт Ю₁^м).

Анализ результатов геосейсмического моделирования показал, что при увеличении мощности песчаников пласта Ю₁^м на сейсмическом разрезе в интервале времен, соответствующем отложениям данной толщи, возникает дополнительное сейсмическое отражение, рис. 1.