

УДК 553. 982. 2

Тектоника фундамента и оценка ресурсов нефти юрско-меловых отложений северо-востока Западно-Сибирской плиты в пределах Красноярского края

В.А. Кринин

ЗАО «Ванкорнефть»,
Россия, 660077, г. Красноярск,
ул. 78 Добровольческой Бригады, д. 15¹

Received 5.08.2011, received in revised form 12.08.2011, accepted 19.08.2011

По результатам бурения глубоких нефтегазоперспективных скважин и интерпретации региональных сейсморазведочных профилей установлена тесная взаимосвязь между структурами осадочного чехла и фундамента Западно-Сибирской плиты. Это позволило провести переоценку перспектив нефтеносности недр с учетом тектонического районирования по фундаменту. Начальные суммарные извлекаемые ресурсы нефти в северо-восточной части Западно-Сибирского нефтегазового бассейна на территории Красноярского края могут достигать 960 млн т, что значительно превышает ранее сделанный прогноз.

Результаты оценки дают основание считать, что вероятность открытия уникальных по запасам месторождений нефти, подобных Ванкорскому, в рассматриваемом районе Красноярского края очень мала. В большинстве случаев в новых открытиях будут преобладать месторождения с запасами от 2 до 15 млн т.

Проведенное районирование перспектив нефтегазоносности ориентирует на приоритетные направления поисков новых месторождений.

Ключевые слова: нефтегазоносный бассейн, глубокое бурение, фундамент, тектоника, структура, ловушка, месторождение, районирование, ресурсы, запасы, нефть.

Введение

При поисках месторождений нефти и газа главное внимание, как правило, обращают на обнаружение структур, связанных с чехольными формациями нефтегазоносных бассейнов, расположенных на доступных для современных методов глубинах. В этом смысле не исключение и Западно-Сибирский нефтегазоносный мегабассейн, в котором подавляющее большинство поисковых скважин ограничивается глубинами достижения целевых нефтегазоперспективных горизонтов. Весьма редкие скважины проектируются на глубины ниже целевых горизонтов, а среди них только единицы достигают образований фундамента.

* Corresponding author E-mail address: v_krinin@vankoroil.ru

¹ © Siberian Federal University. All rights reserved

Между тем эти скважины дают информацию о строении фундамента, знание особенностей развития которого позволяет подобрать «ключи» для эффективного поиска в перекрывающих его чехольных отложениях месторождений нефти и газа.

Тектоническое районирование

В строении фундамента Западно-Сибирской плиты выделяют два структурно-формационных этажа, на которых с глубоким размывом и угловым несогласием залегает третий этаж – отложения мезозоя и кайнозоя. Первый этаж сложен интенсивно дислоцированными и метаморфизованными образованиями протерозоя и, в свою очередь, подразделяется на два структурных яруса. Нижний ярус представлен геосинклинальными образованиями архея и нижнего протерозоя, а верхний – верхнепротерозойскими складчатыми сооружениями.

Второй структурно-формационный этаж построен слабодислоцированными отложениями палеозоя и залегает с угловым несогласием на первом. Отложения этого этажа не имеют повсеместного развития, а выполняют ряд глубоких впадин.

Вышеизложенные представления, относящиеся к началу семидесятых годов прошлого столетия, принципиально не потеряли актуальности и в настоящее время с появлением дополнительных геолого-геофизических материалов, полученных по результатам бурения новых параметрических скважин в Приенисейской части плиты: на юге – Аверинской 150, Лемок 1, на востоке – Медвежьей 316; а также по данным интерпретации сейсмических геотраверзов («Батолит»), ориентированных на глубинное изучение недр.

При анализе материалов, полученных в разные годы, видна общая тенденция – структурно-формационное сходство тектонических элементов, залегающих под покровом юрско-меловых отложений восточной части Западно-Сибирской плиты и западными сегментами Сибирской платформы.

На широте г. Игарки докембрийские складчатые структуры распространяются на запад под юрско-меловым чехлом на расстояние 105-110 км (рис. 1). Породы, вскрытые Медвежьей параметрической скважиной 316 в интервале 2485-2800 м, по нашим представлениям, ближе всего соответствуют породам лудовской толщи верхнепротерозойского возраста (абсолютный возраст 1450-1700 млн лет).

Аналогичный комплекс отложений вскрыт скважинами на Костровской площади, расположенной в 150 км южнее и удаленной на запад от Енисея на 90 км, а также на Щучьей площади, находящейся всего в 20 км западнее Енисея. Не исключено, что такие же образования протерозоя мы встречаем в разрезе Туруханской параметрической скважины, пробуренной в с. Туруханск.

Таким образом, структурно-формационные комплексы докембрийского складчатого фундамента на левобережной части Западно-Сибирской плиты имеют широкое распространение и сопрягаются дальше на юге, по-видимому, со структурами Енисейского кряжа, в некотором роде соответствуя ареалу развития Енисейского тектонического пояса.

Между тем, граница первого структурного этажа нами картируется значительно западнее р. Енисей (рис. 1).

Второй структурный этаж представлен венд-палеозойскими впадинами, выполненными слабодислоцированными отложениями. Формирование этих впадин, как указывалось ранее

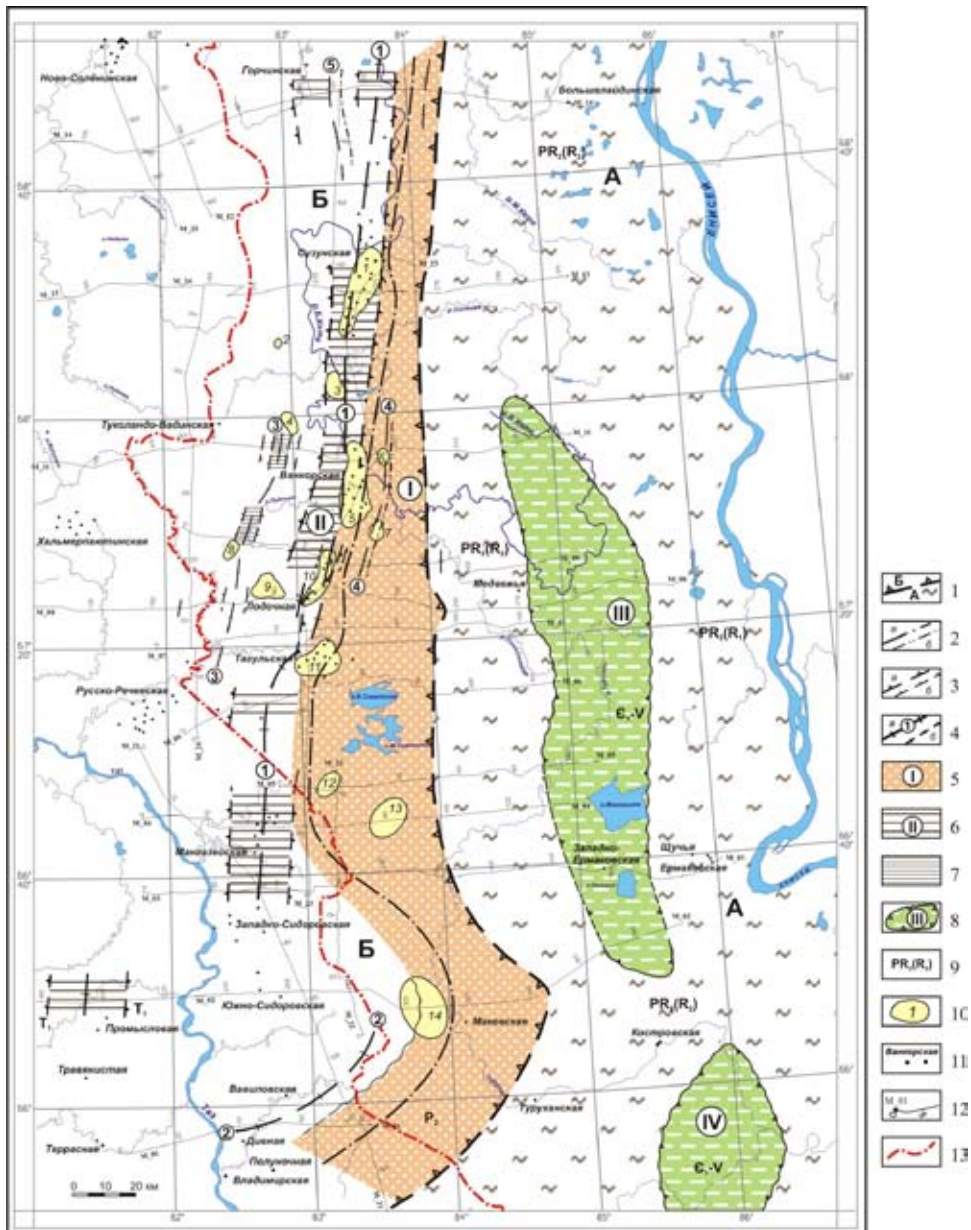


Рис. 1. Тектоническая схема фундамента северо-восточной части Западно-Сибирской плиты: 1 – участок приподнятого положения докембрийского складчатого фундамента (граница Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты): А – Игаро-Туруханский выступ, Б – Худосейский грабен-рифт; 2 – оси синклиниев: а – первого порядка (грабены), б – второго порядка (синклиналильные зоны); 3 – границы антиклиниев: а – первого порядка (горсты), б – второго порядка (горстоподобные блоки); 4 – оси антиклиниев: а – первого порядка (1 – Большехетско-Тагульского горста, 2 – Парусового горста), б – второго порядка (3 – Хикигли-Верхнелодочного горстоподобного блока, 4 – Осетровой антиклинальной зоны, 5 – Пендомаяхского горстоподобного блока). Площадь развития: 5 – Приенисейского грабена (I), 6 – Большехетско-Тагульского горста (II), 7 – Хикигли-Верхнелодочного горстоподобного блока. 8 – венд-палеозойские впадины: III – Маковская, IV – Нижнебаихская; 9 – предполагаемый возраст отложений, слагающих тектонические структуры; 10 – локальные поднятия в юрско-меловом чехле: 1 – Сузунское, 2 – Восточно-Чарское, 3 – Ячиндинское, 4 – Хикиглинское, 5 – Ванкорское, 6 – Ниричарское, 7 – Талое, 8 – Западно-Лодочное, 9 – Ичемминское, 10 – Лодочное, 11 – Тагульское, 12 – Чировое, 13 – Советское, 14 – Блуднинское; 11 – площади и скважины глубокого бурения; 12 – региональные сейсмические маршруты; 13 – административные границы

(Булынникова и др., 1973), по-видимому, следует связывать со складчато-блоковыми движениями древнего фундамента. Примерами подобных впадин являются Маковская и Нижнебаихская (рис. 1). Южнее к аналогичному типу впадин принадлежат, вероятно, Предъенисейский прогиб с системой осложняющих его структур меньшего порядка (Газовско-Сымский прогиб, Канско-Кемская система прогибов).

Пространственная связь структурно-формационных комплексов левобережья и правобережья р. Енисей нам представляется следующей.

Отложения, вскрытые Западно-Ермаковской скважиной 1 в интервале 2610-2727 м, слагают Маковскую впадину и по возрасту, вероятно, соответствуют венд-нижнему кембрию. Им на правобережье Енисея по составу и строению соответствуют венд-кембрийские отложения Игарского района, детально изученные в естественных обнажениях, а также вскрытые Мундуйской параметрической скважиной 1, где они сложены породами костинской свиты мощностью 1665 м и платоновской свиты мощностью 240 м.

Структурно-формационному комплексу Нижнебаихской впадины соответствуют стратиграфические аналоги Курейско-Бакланихинского вала, представленные породами костинской и платоновской свит, которые хорошо изучены по результатам бурения нефтегазопроисковых скважин на Голоярской, Нижнелетнинской, Верхнелетнинской, Володинской, Сухо-Тунгусской площадях.

В пределах Енисейского мегапрогиба (Елогуй-Дубчесский вал) аналогами отложений нижнего палеозоя (нижний-средний кембрий), вскрытых Елогуйской опорной скважиной и нефтегазопроисковыми скважинами на Кыксинской площади, по нашему мнению, являются одновозрастные породы лебяжинской свиты в разрезах, вскрытых поисковыми скважинами на Лебяжьей площади, расположенной на р. Подкаменная Тунгуска в 35 км от устья.

Касская впадина, простирающаяся вдоль р. Енисей от широты р. Дубчес до широты г. Енисейска, выполнена отложениями венда-нижнего кембрия, представленными терригенно-соленосно-карбонатными породами, которые являются полными аналогами разрезов ангарской зоны складок (Кринин, 1998).

Венд-палеозойский разрез Канско-Кемской системы прогибов и характер тектонических дислокаций, которые выявлены по данным бурения Аверинской параметрической скважины 150, позволяют идентифицировать их со структурами Троицко-Михайловского вала Канско-Тасеевской впадины. Отсюда следует, что граница между Сибирской платформой и Западно-Сибирской плитой будет проходить по тектоническим контактам сопряжения древних докембрийских образований с дислокациями восточного борта Худосейского грабен-рифта.

Между структурами катаплатформенного яруса и фундамента плиты нами установлена тесная взаимосвязь, как во времени, так и в пространстве. На тектонической схеме (рис. 1) видно, что все известные пликативные дислокации тампейской серии приурочены к выявленным тектоническим элементам фундамента Худосейского грабен-рифта: Приенисейскому грабену, Большехетско-Тагульскому горсту, Осетровой антиклинальной зоне, Пендомаяхскому горстоподобному блоку, Парусовому блоку.

Основные тектонические этапы структурообразования в осадочном чехле связаны с тектоническими активизациями блоковых движений фундамента и по времени приходятся на верхнюю юру (киммериджский, волжский, берриасский века), когда активно формировались

структуры Малохетского и Танамского валов, и верхний мел (туронский век – кайнозой), когда складкообразованием были охвачены современные территории Большехетского и Лодочного валов. Наиболее интенсивное формирование пликативных дислокаций происходило в зонах глубинных, долгоживущих (вплоть до настоящего времени) разломов, типичным представителем которых является Ванкорский региональный разлом, закартированный гелиевой съемкой (Кринин, 2010).

Образование Ванкорской складки и структур, расположенных на смежных площадях, началось в туронском веке, активно продолжалось в сантонском и кампанском веках с обновлением движений в четвертичный период.

Перспективы нефтегазоносности

В соответствии с оценкой, проведенной рядом институтов (СНИИГГиМС, ВНИГНИ и др.), по состоянию на 01.01.1993 г. начальные суммарные извлекаемые ресурсы нефти Пур-Тазовской нефтегазоносной области составили 551,3 млн т.

Возобновление геологоразведочных работ на нефть и газ в 2003 г. на Ванкорском, а затем и на соседних Тагульском и Сузунском месторождениях позволили к настоящему времени нарастить общие запасы нефти рассматриваемой территории до 760 млн т, что в значительной степени уже превышает ранее сделанный прогноз.

На основе анализа всех геологических факторов и с учетом тектонического районирования нами проведена переоценка ресурсного потенциала северо-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в пределах территории Красноярского края. С этой целью были составлены карты перспектив нефтегазоносности для меловых и юрских отложений (рис. 2, 3).

Все структурно-формационные комплексы краевой части Сибирской платформы на левобережной части Енисея нами рассматриваются как бесперспективные на поиски месторождений нефти и газа.

В пределах Большехетско-Тагульского горста вероятность обнаружения структур, подобных по размерам Ванкорской или Сузунской, представляется весьма незначительной. Обнаружение новых структурных ловушек, которые могут быть дополнительно открыты, возможно только на площади, расположенной между Тагульским и Лодочным месторождениями в количестве не более двух, что определяется площадью оставшейся территории перспективных земель. Оценка ресурсов нефти в меловом нефтегазоносном комплексе (НГК) по существующему фонду структур и новым (предполагаемым) локальным объектам приведена в табл. 1. Здесь же показан ресурсный потенциал выявленных и предполагаемых локальных поднятий на землях, приуроченных к Хикигли-Верхнелодочному горстоподобному блоку и Осетровой антиклинальной зоне фундамента.

Кроме того, оценка ресурсов нефти меловых отложений проведена по структурам, предварительно отнесенным к группе объектов с неустановленной тектонической принадлежностью ввиду недостаточности информации о строении катаплатформенного структурного яруса (табл. 1).

Прогноз нефтяного ресурсного потенциала юрского НГК крайне затруднен в силу его слабой изученности и отсутствия эталонных месторождений. Однако имеющиеся данные по-

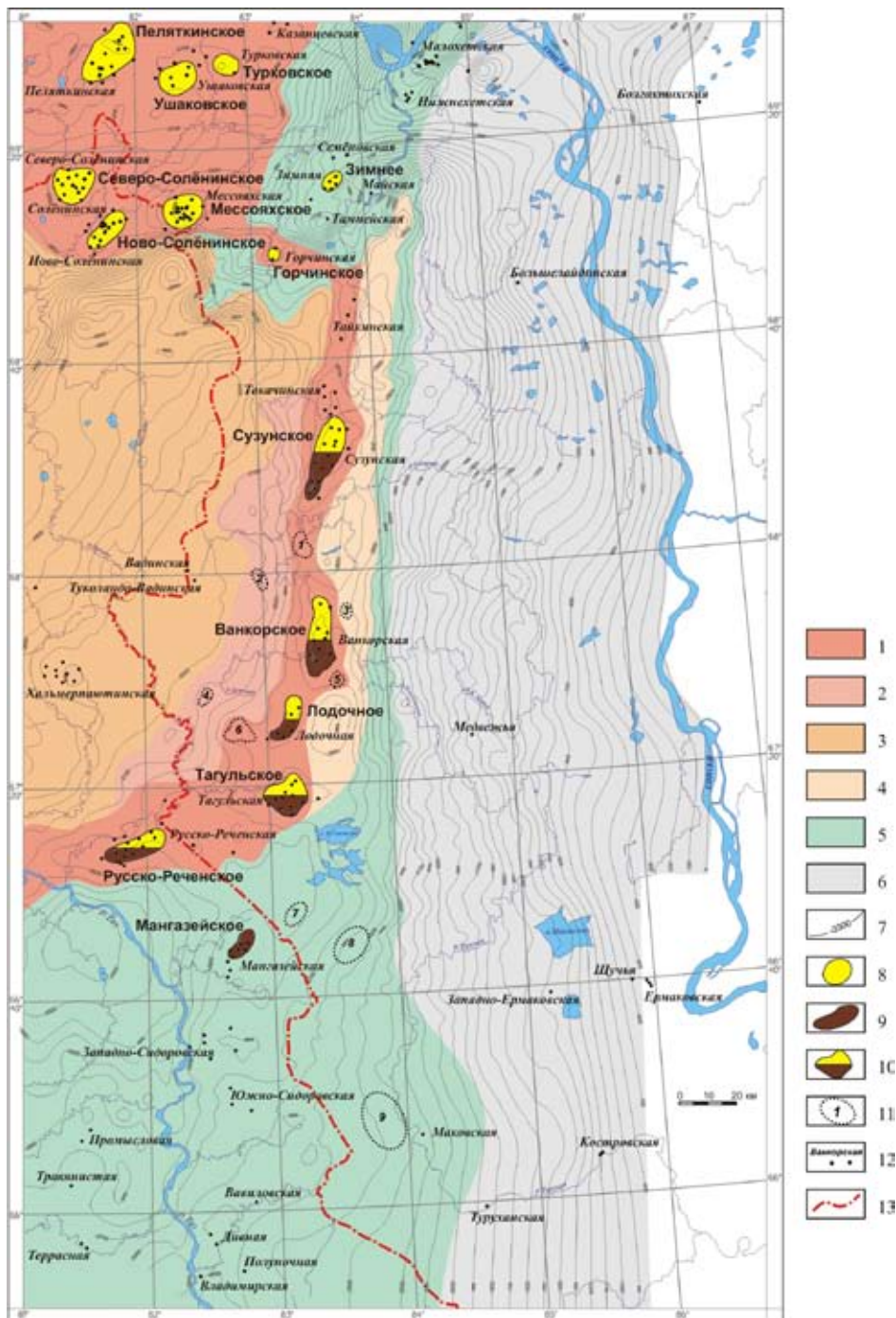


Рис. 2. Схема перспектив нефтегазоносности меловых отложений северо-восточной части Западно-Сибирской плиты: районирование земель по степени перспективности: 1 – высокоперспективные 1-ой категории, 2 – высокоперспективные 2-ой категории, 3 – перспективные 1-ой категории, 4 – перспективные 2-ой категории, 5 – малоперспективные, 6 – бесперспективные; 7 – изогипсы отражающего горизонта Id в отложениях нижнего мела, м (по материалам ФГУП СНИИГГиМС, 2005 г.). Месторождения: 8 – газовые и газоконденсатные, 9 – нефтяные, 10 – газонефтяные и нефтегазоконденсатные; 11 – локальные поднятия в юрско-меловом чехле: 1 – Ячиндинское, 2 – Хикиглинское, 3 – Ниричарское, 4 – Западно-Лодочное, 5 – Талое, 6 – Ичемминское, 7 – Чировое, 8 – Советское, 9 – Блуднинское; 12 – площади и скважины глубокого бурения; 13 – административные границы

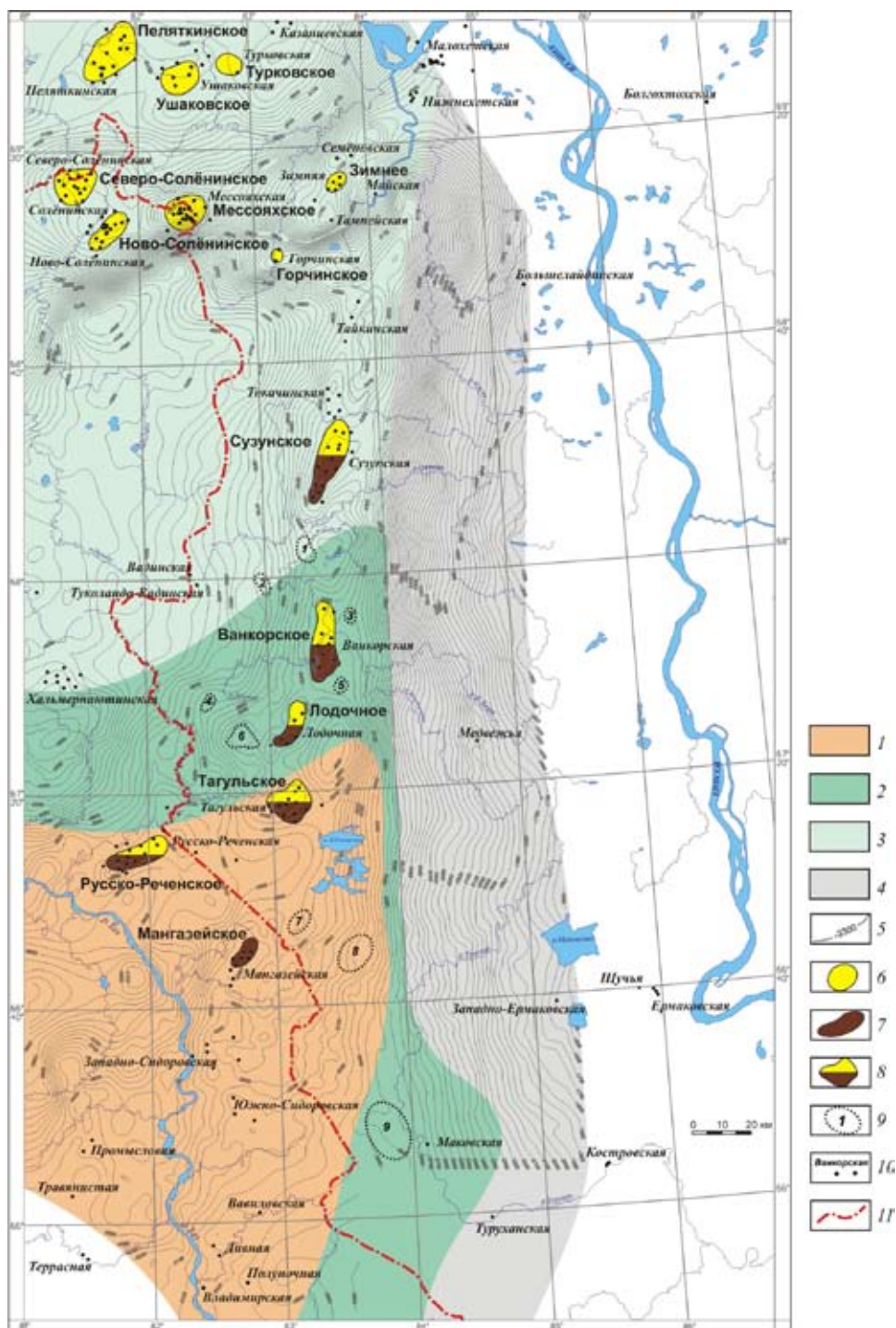


Рис. 3. Схема перспектив нефтегазоносности юрских отложений северо-восточной части Западно-Сибирской плиты: районирование земель по степени перспективности: 1 – перспективные, 2 – малоперспективные 1-ой категории, 3 – малоперспективные 2-ой категории, 4 – бесперспективные; 5 – изогипсы отражающего горизонта Па в отложениях верхней юры, м (по материалам ФГУП СНИИГГиМС, 2005 г.). Месторождения: 6 – газовые, 7 – газоконденсатные, 8 – нефтяные, 9 – газонефтяные; 10 – локальные поднятия в юрско-меловом чехле: 1 – Ячиндинское, 2 – Хикиглинское, 3 – Ниричарское, 4 – Западно-Лодочное, 5 – Талое, 6 – Ичемминское, 7 – Чировое, 8 – Советское, 9 – Блуднинское; 11 – площади и скважины глубокого бурения; 12 – административные границы

Таблица 1. Ресурсы нефти мелового НГК

Объект	Ресурсы нефти, млн т	
	геологические	извлекаемые
В пределах Большехетско-Тагульского горста		
Тайкинский	26,3	6,7
Южно-Тайкинский	20,9	5,3
Ячиндинский	67,4	20,2
Два новых	40,0	10,0
Всего	154,6	42,2
В пределах Хикигли-Верхнелодочного горстоподобного блока		
Западно-Лодочный	35,9	10,2
Верхнелодочный	11,9	3,6
Один новый	20,0	5,0
Всего	67,8	18,8
В пределах Осетровой антиклинальной зоны		
Ниричарский	19,5	5,9
Верхнеячиндинский	6,5	2,0
Талый	71,8	21,6
Два новых	20,0	5,0
Всего	117,8	34,5
Объекты с неустановленной тектонической принадлежностью		
Центрально-Пендомаяхский	17,8	5,1
Вадинский	5,9	1,6
Восточно-Вадинский	62,6	17,5
Верхнехикиглинский	24,9	6,2
Ичемминский	104,2	29,7
Всего	215,4	60,1

зволяют предполагать небольшие перспективы юрских отложений к северу от Тагульского месторождения, о чем свидетельствуют результаты бурения скважин Сузунская 4, Ванкорская 11, Тагульская 8. К югу от Тагульской площади перспективы нефтегазоносности комплекса несколько повышаются за счет заметного улучшения качества коллекторов в сиговской, малышевской и вымской свитах.

Оценка ресурсов нефти юрского НГК в пределах Парусового горста приведена в табл. 2.

В сумме извлекаемые перспективные и прогнозные локализованные ресурсы нефти мелового и юрского НГК оцениваются около 185 млн т.

Разумеется, нефтяной потенциал рассматриваемой территории не исчерпывается исключительно ловушками структурного типа. Результаты корреляции пластов-коллекторов нижнехетского продуктивного горизонта, вскрытого параметрической скважиной Туколандо-Вадинская 320, с разрезами скважин Лодочного вала указывают на их разновозрастность (Кринин, 2003). Следовательно, на участках где они выклиниваются, могут образоваться ловушки с литологическим ограничением.

Представление о количестве и возможном строении ловушек литологического типа складывается на основе анализа зон ареалов аномальных содержаний (ЗААС) углеводородных газов, закартированных газогеохимической съемкой.

Таблица 2. Ресурсы нефти юрского НГК

Объекты в пределах Парусового горста	Ресурсы, млн т	
	геологические	извлекаемые
Полярный	22,7	5,7
Язевый	18,7	4,7
Советский	17,0	4,3
Нижнебаихский	15,0	3,8
Лебяжий	12,0	3,0
Два новых	30,0	7,5
Всего	115,4	29,0

Таблица 3. Ресурсы нефти в ловушках структурно-литологического типа

ЗААС	Площадь, км ²	Плотность ресурсов, тыс. т/км ²			Прогнозные ресурсы, млн т			Итого по ЗААС
		перспективные пласты						
		Як	Нх-I	Нх-III-IV	Як	Нх-I	Нх-III-IV	
Хикиглинская	43	-	150	200	-	6	9	15
Духунская	29	100	-	-	3	-	-	3
Ячиндинская	39	100	150	150	4	6	6	16
Ледовая	45	-	70	120	-	3	5	8
Талая	52	-	150	200	-	8	10	18
Всего					7	23	30	60

Количественная оценка извлекаемых прогнозных ресурсов проводилась исходя из расчета плотности запасов нефти по отдельным нефтегазоносным пластам соседних месторождений-аналогов. Объем вероятной ловушки рассчитывали по геологической модели, построенной по комплексу геологических данных и результатов интерпретации геохимических аномалий; фазовое насыщение залежей прогнозировали на основании анализа газогеохимических показателей.

Оценка прогнозных ресурсов нефти ловушек комбинированного типа представлена в табл. 3. Если предположить, что неучтенные ресурсы подобного типа ловушек, вероятно, имеющих место на площадях, не охваченных газогеохимической съемкой, составляют не менее 30 %, то суммарный потенциал ресурсов нефти в ловушках с преимущественно литологическим контролем может достигать примерно 78 млн т.

Выводы

Таким образом, при оценке ресурсного углеводородного потенциала осадочного чехла немаловажное значение имеет районирование территории на основе тектонических особенностей развития фундамента во времени и пространстве. С учетом этого фактора общие извлекаемые ресурсы нефти юрско-меловых отложений в северо-восточной части Западно-Сибирского

нефтегазоносного мегабассейна на территории Красноярского края, расположенной между 69°00' и 65°20' северной широты, прогнозируются в количестве примерно 263 млн т. Общие начальные извлекаемые ресурсы нефти, включая запасы уже открытых месторождений, могут составить около 960 млн т.

Полученные результаты оценки дают основание считать, что вероятность открытия уникальных по запасам месторождений нефти, подобных Ванкорскому, в рассматриваемом районе Красноярского края очень мала. В лучшем случае можно рассчитывать на открытие месторождений с извлекаемыми запасами от 2 до 15 млн т.

Районирование перспектив нефтегазоносности отдельно по отложениям мелового и юрского возраста ориентирует на приоритетные направления поисков новых месторождений на рассматриваемой территории.

Список литературы

Булынникова А.А., Резапов А.Н., Каштанов В.А. Елогуйская и Туруханская опорные скважины (Красноярский край) // Труды ЗапСибНИГНИ. Вып.68. Тюмень, 1973. 184 с.

Кринин В.А. Геологический разрез юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Геология и полезные ископаемые Красноярского края / КНИИГиМС. Красноярск, 1998. С. 95-97.

Кринин В.А. Сейсморазведка и геохимия – эффективный тандем при поисках и разведке месторождений нефти и газа в разных горно-геологических условиях // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Центральной Сибири: Материалы юбилейной научно-практической конференции. Красноярск: Изд-во ОАО «Красноярскгеолсъемка», 2010. С. 22-29.

Кринин В.А. Строение и нефтегазоносность нижнехетского продуктивного горизонта на северо-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и минеральные ресурсы Центральной Сибири. Вып. 4 / КНИИГиМС. Красноярск, 2003. С. 200-203.

Basement Tectonics and Oil Resources Estimation Referred to Jurassic-Cretaceous Deposits of Northern-Eastern Part of West-Siberian Plate Within Krasnoyarsk Region

Vladimir A. Krinin
CJSC “Vankorneft”

19 Mira, Krasnoyarsk, 660049 Russia

According to results of deep oil-and-gas exploration wells drilling and regional seismic data interpretation close relationship between sedimentary cover and West-Siberian plate basement was determined. It allowed conducting oil-bearing capacity prospects overestimation with accounting tectonic regionalization by basement. Initial cumulative recoverable oil reserves of Northern-Eastern part of West-Siberian oil-and-gas basin within Krasnoyarsk region can be 960 million tons, that biggest than previous evaluations.

These estimation results are the basis for considering that probability of discovery of oil field with unique reserves, comparable to Vankor Field, is low in Krasnoyarsk region. In most cases hypothetical new fields will have reserves between 2 and 15 million tons.

Oil-bearing prospects regionalization conducted indicates priority directions for new oil field seeking.

Keywords: oil-and-gas bearing basin, deep drilling, basement, tectonics, structure, trap, field, regionalization, resources, reserves, oil.
