

НОВЫЙ ПОДХОД К РАНЖИРОВАНИЮ ЮРСКИХ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ КОМПЛЕКСОВ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

И.А. Панарин

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
E-mail: niranar@mail.ru

С началом работ по промышленному освоению Новопортовского, Бованенковского месторождений полуострова Ямал, созданием здесь объектов инфраструктуры, трубопроводного и железнодорожного транспорта, принятием решения о строительстве завода по сжижению природного газа (СПГ) для Тамбейской группы месторождений, создаются реальные предпосылки по расширению геологоразведочных работ (ГРП) с целью наращивания ресурсной базы северных территорий Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и прилегающей акватории Карского моря. Юрские объекты поиска углеводородов еще недостаточно изучены и требуют дополнительного объема поисково-разведочных работ.

Ресурсный потенциал юрского и мелового комплексов Южно-Карской нефтегазоносной области по оценкам различных авторов составляет от 18,5 до 41,2 млрд. т усл. топлива.

В представленной работе выполнена систематизация информации из различных источников и предложена методика ранжирования юрских седиментационных комплексов. При ранжировании выбраны основополагающие характеристики, которые были поделены на три группы в зависимости от степени их приоритета. Данная методика позволила определить наиболее перспективные интервалы юрского разреза для дальнейшего изучения.

Первоочередными объектами для дальнейших поисковых работ в юрском интервале разреза по результатам ранжирования являются среднеюрские резервуары нижнебайосско-верхнебатского и верхнеааленско-нижнебайосского седиментационных комплексов и верхнеюрские резервуары келловейско-титонского возраста.

Ключевые слова: ранжирование, объекты геологоразведочных работ, юрские резервуары, Западная Сибирь
DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.1>

Для цитирования: Панарин И.А. Новый подход к ранжированию юрских седиментационных комплексов северной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 4. Ч. 1. С. 302-310. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.1>

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн (НГБ) обладает огромными перспективами открытия новых месторождений несмотря на высокий уровень добычи, который поддерживается в этом регионе уже более 50 лет. Перспективы поисков крупных месторождений нефти и газа в Западно-Сибирском НГБ, главным образом, связываются с его северными слабоосвоенными территориями полуостровов Ямал, Гыдан и с прилегающей акваторией Карского моря, с глубокими горизонтами осадочного чехла и с нетрадиционными структурно-литологическими ловушками углеводородов.

Недоразведенность юрских резервуаров Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей и прилегающей акватории Карского моря вызывает трудности при прогнозировании условий формирования возможных крупных и уникальных скоплений нефти и газа. Также слабоизученной остается тематика работ, сфокусированных на строении основных резервуаров, перспективных с точки зрения дальнейших поисков углеводородов (УВ). Актуальность исследований в этой области объясняется еще и тем, что большинство месторождений представляет собой довольно сложные объекты, детали геологического строения которых не в полной мере учитываются при постановке геологоразведочных работ.

Ресурсная база изучаемого региона колоссальна и конечно многие нефтегазодобывающие предприятия стремятся нарастить ее, осуществляя геологоразведочные

работы (ГРП) в этом регионе. Примером тому является открытие НК «Роснефть» в 2014 году нефтегазо-конденсатного месторождения Победа на структуре Университетская в акватории Карского моря в меловых и юрских отложениях. По предварительным оценкам геологические запасы открытого месторождения составили 338 млрд. кубометров газа и более 100 млн. тонн нефти (<https://www.rosneft.ru/press/releases/item/153712/>).

Газовый потенциал недр всего Ямальского региона может достигать 61-62 трлн. м³, кроме того, 13,8 трлн. м³ составляют геологические ресурсы в «пограничных» и плотных коллекторах (с коэффициентами газоотдачи не более 0,25), в том числе на суше Ямала – 22,5 трлн. м³/4,5 трлн. м³ (геол/извл), на шельфе – 39,1/9,3 трлн. м³ (Скоробогатов, 2013). Ресурсный потенциал юрского и мелового комплексов Южно-Карской нефтегазоносной области (НГО) по оценкам различных авторов составляет от 18,5 до 41,2 млрд. т усл. топлива. Минимальная и максимальная оценки различаются более чем в 2 раза, что подтверждает низкую степень изученности региона (Казаненков, 2014). Кунин Н.Я. оценивал ресурсы юрско-меловых отложений п-ова Гыдан в 40 млрд. т усл. топлива, преимущественно нефти. По данным Курчикова А.Р. и др. (2012) начальные суммарные ресурсы углеводородов (НСР) Гыданской НГО скромнее и составляют 9772,1 млн. т усл. топлива, в том числе нефти – 938,1 млн. т, газа – 8181,1 млрд. м³ и конденсата 652,8 млн. т (Казаненков и др., 2014).

Доля ресурсов УВ юрского комплекса значительно меньше мелового и составляет по разным оценкам 10-20% от общего объема (Курчиков и др., 2012). Поэтому принято считать, что первоочередные объекты поиска и дальнейшей разработки открытых месторождений этого региона в основном связаны с меловыми продуктивными горизонтами Ямала, Гыдана и акватории Карского моря, принимая во внимание, главным образом, их меньшие глубины залегания и лучшие коллекторские свойства по сравнению с юрскими перспективными объектами. Следовательно затраты на их поиск, освоение и ввод в эксплуатацию требуются значительно меньше. Однако появление новых технологий, позволяющие значительно ускорить буровые работы (в том числе и на море), и удешевление их стоимости в ближайшей перспективе нивелируют эту разницу. Кроме того необходимо учитывать уже довольно богатый западный (в основном американский) опыт добычи УВ из пород, которые традиционно считались неколлекторами (глинистые сланцы, слабопроницаемые породы).

Таким образом, уже сейчас необходимо оценивать и намечать поисково-разведочные работы с учетом перспективы открытий в юрском комплексе, которые в региональном масштабе связаны в основном с положительными структурами – валами, поднятиями (Панарин, 2012).

В данной работе предполагается провести ранжирование юрских седиментационных комплексов (СК) и выделить наиболее перспективные из них. Всего по данным различных исследователей выделяется шесть

таких комплексов: геттангско – нижнеплинсбахский, верхнеплинсбахский, тоарско-нижеааленский; вышеааленский-нижебайосский; нижебайосско-верхнебатский и келловейско-титонский (Рис. 1).

Методика ранжирования

Для проведения ранжирования юрских седиментационных комплексов выбраны основополагающие характеристики, которые были поделены на три группы в зависимости от степени приоритета (характеристики первого, второго и третьего порядков – Таблица 1). К характеристикам **первого порядка** отнесены пять наиболее значимых условий:

- Наличие качественной покрывки – условия консервации;
- Генерационный потенциал нефтематеринской толщи СК – условия генерации;
- Удельная продуктивность аналогичных комплексов на смежных площадях;
- Распространение пород-коллекторов СК (локальное или региональное);
- Количество выявленных залежей в СК.

Характеристики **второго** порядка:

- Суммарные геологические запасы СК в пределах изучаемого региона;
- Средняя пористость пород-коллекторов;
- Средняя проницаемость пород-коллекторов;
- Средние эффективные толщины СК;

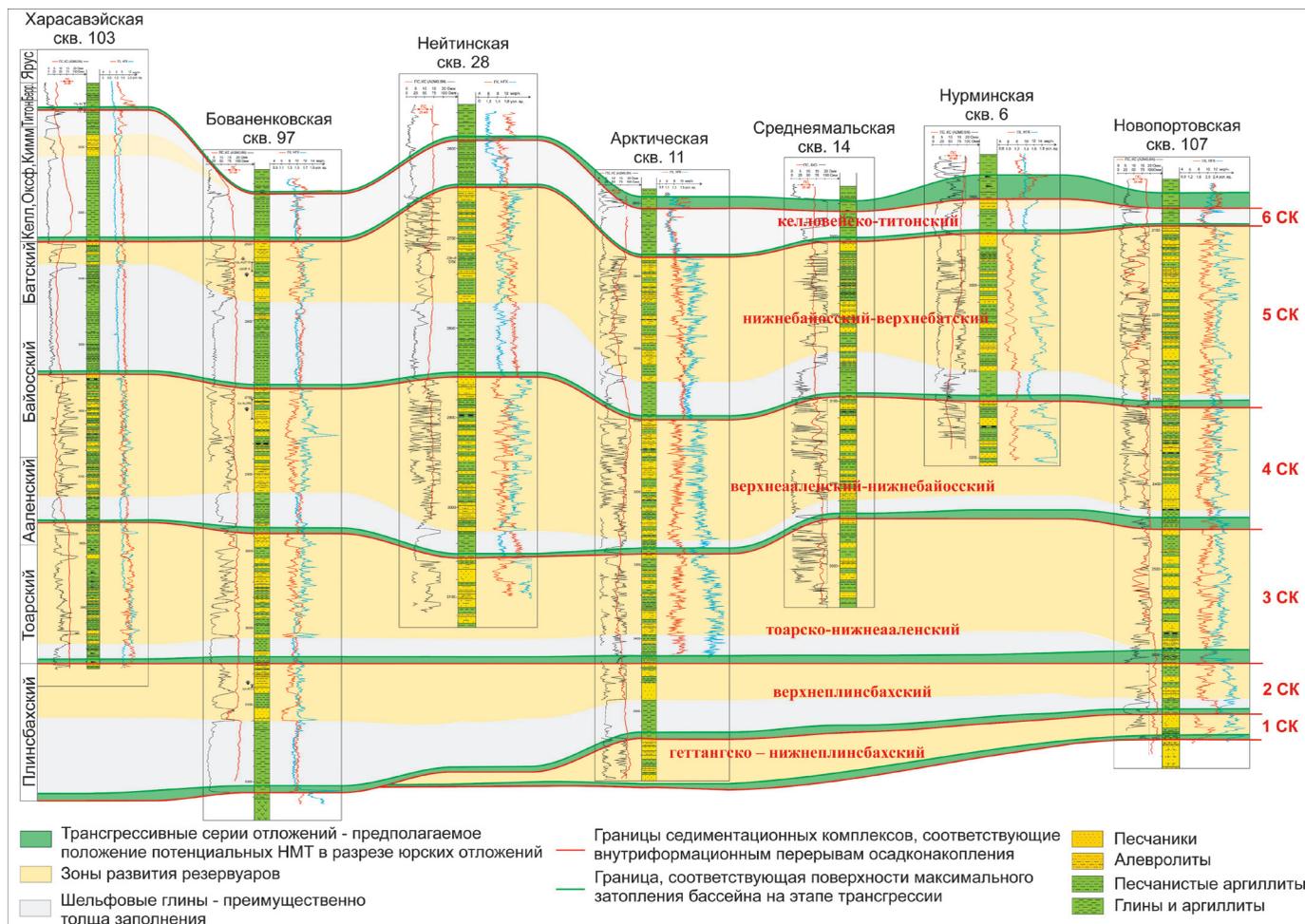


Рис. 1. Юрские седиментационные комплексы северной части Западно-Сибирского НГБ

Месторождение	Тип	Продуктивный пласт	Продуктивный горизонт	Диаметр штуцера, мин/макс, мм	Дебит нефти, мин/макс, м ³ /сут	Дебит газа, мин/макс, тыс. м ³ /сут	Дебит конденсата, мин/макс, м ³ /сут
Бованенковское	ГК	Ю ₁₂	зимний	12	-	76,9	14,57
Новопортовское	ГК	Ю ₁₁	шараповский	5/16	-	Г+К 25,7/175,62	
Бованенковское	ГК	Ю ₁₀	надояхский		-	111,01	41
Западно-Тамбейское	ГК	Ю ₆₋₇	вымский	10	-	44,98	н/д
Малыгинское	ГК	Ю ₆₋₇	вымский	10,5/20,3	-	28,7/544,5	6,8/34,9
Нурминское (непром. приток)	Н	Ю ₈	вымский	н/д	0,1	н/д	-
Новопортовское	Н	Ю ₂₋₃	малышевский	н/д	288	176	38
Тазовское	ГК	Ю ₂₋₃	малышевский	н/д	-	519	н/д
Харасавэйское	ГК	Ю ₂₋₃	малышевский	14/19	-	149/283	н/д
Малоямальское	ГК	Ю ₂₋₃	малышевский	5,4	-	14,3	н/д
Малоямальское	ГК	Ю ₄	малышевский	14,5	-	164,4	н/д
Юбилейное	Н	Ю ₂	малышевский	9	13,2	13,7	н/д
Уренгойское (Песцовая пл.)	ГК	Ю ₂	малышевский	5	-	126	65
Геофизическое	ГК	Ю ₂	малышевский	15	-	68	н/д
Береговое	Н	Ю ₂₋₃	малышевский	5/8	9,6/15	-	-
Северо-Тамбейское	ГК	Ю ₂	малышевский	20	-	77	н/д
Лензитское	Н	Ю ₂	малышевский	н/д	0,225-5	-	-
Уренгойское (Ю.Песцовая пл.)	ГК	Ю ₃	малышевский	5	-	35	7
Русско-Реченское	ГК	Ю ₁	васюганский	8/17	-	168/740	109/180
Мангазейское	Н	Ю ₁	васюганский	н/д	5,4/14,2	-	-
Лимбяхское	Н	Ю ₁	васюганский	4	6,2/26,2	-	-
Яровое	НГК	Ю ₁	васюганский	8	14,1/64,4	52/170	18,1/19,5
Наумовское	ГК	Ю ₁	васюганский	4/8	-	11/116	4/63

Табл. 1. Продуктивность юрских объектов (Скоробогатов и др., 2003)

- Глубины залегания;
 - Вертикальная неоднородность пласта (средний коэффициент песчаности).

Характеристики **третьего порядка** включают:

- Обстановки осадконакопления;
 - Преобладающий состав цемента пород-коллекторов;
 - Процент содержание цемента в межпоровом пространстве.

В вышеперечисленные характеристики не были включены важные свойства обуславливающие сложность дальнейшей разработки залежей, например, такие свойства флюида, как вязкость, плотность, содержание вредных компонентов (сероводород, углекислый газ) или наличие аномально высокого пластового давления (АВПД). Это сделано потому, что нефти или конденсат открытых залежей всех СК юры имеют схожие черты – они лёгкие или особо лёгкие и обладают незначительной вязкостью, а также практически не содержат вредных компонентов. И почти для всех залежей комплексов характерны условия АВПД. Так что в этом конкретном случае эти пункты были исключены при ранжировании.

Для определения степени приоритета каждого из шести СК была использована система баллов от 1 до 6. Единица соответствует наименьшему приоритету, шесть баллов – наибольшему.

Таким образом, все седиментационные комплексы получили свой балл по каждой из характеристик (Табл. 2).

Но для окончательного ранжирования необходимо каждый полученный балл умножить на коэффициент в зависимости от степени приоритета каждой характеристики – первого порядка должны быть домножены на максимальный коэффициент 3, второго порядка – на коэффициент 2 и третьего порядка – на 1 (Табл. 3). Сумма всех баллов с учетом коэффициента взвешивания и результат ранжирования представлены в таблице 4.

Характеристики первого порядка

1. Наличие качественной покрышки

Максимальный балл (6) присвоен малышевскому объекту, так как качество вышележащей баженовской и абалакской покрышки, пожалуй, не вызывает сомнений. Второй по величине балл (5) – вымскому объекту, принимающая во внимание мощную преимущественно глинистую толщу (до 200 метров) нижебайосско-верхнебатского СК. 4 балла присвоено васюганскому объекту, так как низы мелового комплекса содержат глинистые породы ахской свиты (толщиной до 100 метров), которые имеют повсеместное распространение, к тому же прогнозные резервуары будут приурочены в основном к литологическим (неструктурным) ловушкам и будут запечатаны в том числе и глинистыми породами того же СК (абалакскими и баженовскими глинами). 3 балла присвоено зимнему объекту, так как его консервация обеспечивается мощной глинистой левинской толщей.

Верхнеюрский (келловейско-титонский)				
		C1	C2	C1+C2
НГЗ нефти	тыс. т	12561	44938	57499
НГЗ газа	млн. м ³	12988	8794	21782
НГЗ конденсата	тыс. т	3088	1366	4454
НГЗ УВ	тыс. тут	28637	55098	83735
Среднеюрский 1 (нижнебайосско-верхнебатский)				
		C1	C2	C1+C2
НГЗ нефти	тыс. т	326082	212688	538770
НГЗ газа	млн. м ³	247417	668526	915943
НГЗ конденсата	тыс. т	48559	128587	177146
НГЗ УВ	тыс. тут	622058	1009801	1631859
Среднеюрский 2 (верхнеааленско-нижнебайосский)				
		C1	C2	C1+C2
НГЗ нефти	тыс. т	0	0	0
НГЗ газа	млн. м ³	97409	245033	342442
НГЗ конденсата	тыс. т	18490	32915	51405
НГЗ УВ	тыс. тут	115899	277948	393847
Нижнеюрский 1 (гоарско-нижнеааленский)				
		C1	C2	C1+C2
НГЗ нефти	тыс. т	0	0	0
НГЗ газа	млн. м ³	3007	60531	63538
НГЗ конденсата	тыс. т	467	9385	9852
НГЗ УВ	тыс. тут	3474	69916	73390
Нижнеюрский 2 (верхнеплинсбахский)				
		C1	C2	C1+C2
НГЗ нефти	тыс. т	0	0	0
НГЗ газа	млн. м ³	5959	1152	7111
НГЗ конденсата	тыс. т	362	70	432
НГЗ УВ	тыс. тут	6321	1222	7543
Нижнеюрский 3 (гоарско-нижнеааленский)				
		C1	C2	C1+C2
НГЗ нефти	тыс. т	0	0	0
НГЗ газа	млн. м ³	12637	31758	44395
НГЗ конденсата	тыс. т	1960	5220	7180
НГЗ УВ	тыс. тут	14597	36978	51575

Табл. 3. Начальные геологические запасы УВ юрских седиментационных комплексов

2 балла – шараповскому объекту, принимая во внимание незначительные средние толщины покрывки (62,5 м), 1 балл – надояхскому горизонту – минимальные толщины глин (около 30 метров в среднем).

2. Генерационный потенциал нефтематеринской толщи

Ранжирование производилось по среднему содержанию РОВ, таким образом, объекты были ранжированы в следующем порядке – надояхский (3,13%), вымский (1,52%), малышевский (0,94%), васюганский (0,79%), зимний (0,83%), шараповский (0,75%).

3. Удельная продуктивность на смежных площадях

Наилучшими показателями продуктивности по месторождениям-аналогам обладают залежи пластов-коллекторов келловейско-титонского СК. Однако, продуктивность нижнебайосско-верхнебатских резервуаров по результатам испытаний скважин на приток доказана как минимум на 12 объектах (Табл. 1) седиментационного комплекса; кроме того объект Ю_{2,3} Новопортовского месторождения уже введен в промышленную эксплуатацию. Поэтому наивысший балл по этой характеристике присвоен малышевским резервуарам (6 баллов). Продуктивность

васюганских резервуаров (балл по критерию-5) в пределах изучаемого региона доказана на 5 месторождениях, максимальная продуктивность по газу отмечается на Русскореченском месторождении (до 34,4 тыс. м³ газа / м).

Промышленные притоки газа и конденсата из вымских пластов-коллекторов были получены на Западно-Тамбейском и Малыгинском месторождениях, таким образом, им присвоена третья степень приоритета. Максимальная продуктивность по нижнеюрским объектам связана с пластом Ю₁₁ шараповского резервуара (4,5 тыс. м³ газа / м) Новопортовского месторождения (3 балла), минимальный показатель удельной продуктивности – соответствует пласту Ю₁₀ (надояхский резервуар) Бованенковского месторождения (1 балл).

4. Распространение коллекторов седиментационного комплекса

Малышевские, вымские, надояхские и шараповские резервуары встречены во всех скважинах изучаемого региона, принимая во внимание их региональное распространение, по данной характеристике присвоен максимальный балл 6. Локально распространенному зимнему резервуару (отложения СК заполняют преимущественно склоны положительных структур и глубокие депрессии) и васюганскому резервуару (заглинизирован во многих скважинах региона) присвоен балл 3.

5. Количество месторождений с выявленными залежами в СК

Наибольшее количество месторождений с открытыми залежами УВ – в малышевских пластах-коллекторах (17 месторождений плюс 1 месторождение с признаками нефтегазоносности). Васюганские песчаники продуктивны на 5 месторождениях (Табл. 2) изучаемого региона (плюс на 8 месторождениях отмечались нефтегазопроявления в процессе бурения), вымский комплекс продуктивен на 4 месторождениях (кроме того газопроявления отмечались на Усть-Ямсовейском месторождении). Продуктивность зимнего резервуара доказана только на одной залежи Бованенковского месторождения (1 балл), шараповского – на Новопортовском и на месторождении Победа, надояхского – на Бованенковском и месторождении Победа. Ранжирование нижнеюрских шараповских и надояхских резервуаров произведено с учетом количества открытых залежей: шараповский – 3 балла (8 залежей), надояхский – 2 балла (3 залежи).

Характеристики второго порядка

6. Суммарные запасы СК изучаемого региона

При оценке величины ресурсной базы юрских комплексов использованы данные из Государственного баланса запасов УВ за 2014 год. Запасы представлены в Таблице 3. Ранжирование по данной характеристике проведено в соответствии с суммарной величиной запасов УВ разведанных и предварительно оцененных категорий (ABC₁+C₂) в тоннах условного топлива. При суммировании запасов УВ использовано следующее допущение для газа – 1 тут соответствует 1000 м³ газа.

7. Средняя пористость резервуаров

Средние значения пористости по результатам исследований Шемина Г.Г. по резервуарам седиментационных

комплексов составляют: васюганский (15%), малышевский (15%, но с меньшим предельным значением), вымский (13,5%), надояхский (12,5%), шараповский (12%), зимний (9,5%). Объекты ранжированы в соответствующем порядке (наиболее “молодые” комплексы имеют лучшие коллекторские свойства и наоборот).

8. Средняя проницаемость резервуаров

Аналогичная тенденция наблюдается и по фильтрационным свойствам. Проницаемость (Кпр) пород-коллекторов уменьшается с глубиной погружения. Средние пределы значений проницаемости: васюганский (0,01-100 мД), малышевский (0,01-10 мД). Средние интервалы изменения Кпр четырех нижних резервуаров СК совпадают, однако максимально зарегистрированные значения вымского, надояхского, шараповского и зимнего уменьшаются с глубиной и составляют 98 мД, 81 мД, 73 мД, 62 мД, соответственно.

9. Средние эффективные толщины

Средние толщины пластов-коллекторов юрских седиментационных комплексов были определены по выборке скважин Ямальских месторождений – Харасавэйского, Бованенковского, Нейтинского, Арктического, Среднеямальского, Нурминского, Новопортовского. Итог осреднения эффективных толщин СК по скважинам Ямала: васюганский (21,5 м), малышевский (67 м), вымский (76,5 м), надояхский (61,7 м), шараповский (39 м), зимний (31,3 м).

10. Глубина залегания СК

Для дальнейшего проектирования поисковых скважин и определения капитальных затрат на бурение крайне важно провести ранжирование перспективных комплексов по глубинам залегания. С увеличением глубин залегания продуктивных отложений при всех прочих равных вероятность осуществления ввода месторождений в эксплуатацию и дальнейшей добычи УВ из глубокозалегających пластов-коллекторов может существенно снижаться. В данном случае наиболее древние юрские седиментационные комплексы имеют соответственно большие глубины залегания.

11. Вертикальная неоднородность пласта

Важным показателем вертикальной неоднородности пласта в терригенных породах является коэффициент песчаности (Кпес). Для ранжируемых седиментационных комплексов данный коэффициент был определен по скважинам Харасавэйского, Бованенковского, Нейтинского, Арктического, Среднеямальского, Нурминского, Новопортовского месторождений. Итоговый порядок юрских комплексов по данной характеристике в порядке уменьшения Кпес представляется следующим образом: зимний (0,59), вымский (0,45), надояхский (0,41), шараповский (0,37), малышевский (0,32) и васюганский (0,23).

Характеристики третьего порядка

Ранжирование этой группы характеристик было основано на исследованиях Шемина Г.Г., Нехаева А.Ю., Бейзеля А.Л., опубликованных в 2011 году (Шемин и др., 2011).

12. Обстановки осадконакопления

При расстановке приоритетов по этой характеристике было сделано допущение, что наилучшими

коллекторскими свойствами обладают породы мелководно-морского генезиса; как правило, песчаный материал лучше отсортирован, к тому же прогнозирование наличия и распространения песчаных тел мелководно-морского генезиса несколько проще, чем прогнозировать, к примеру, положение русел рек. Для изучаемых комплексов характерны 3 обстановки осадконакопления – мелководно-морские, смешанные (мелководно-морские и континентальные) и исключительно континентальные. Таким образом, юрским комплексам, сформированным в мелководно-морских обстановках, решено присвоить максимальный балл – 6, смешанным обстановкам – 4 и континентальным – 2 балла.

13. Преобладающий состав цемента пород-коллекторов

Наибольшее негативное влияние на дальнейшую разработку пластов-коллекторов оказывает содержание глинистого цемента в межпоровом пространстве. Особенно это проявляется, если состав глинистой примеси неоднородный, различные формы глинистых минералов создают серьезные препятствия движению флюида. Кроме того, глинистые минералы могут по-разному реагировать на закачку воды в пласт в целях поддержания пластового давления (ППД). Например, смешаннослойные минералы (монтмориллонит) могут увеличиваться в объеме в несколько раз, запечатывая пустотно-поровое пространство, а хлорит в меньшей степени этому подвержен, или не подвержен вовсе. С карбонатным цементом в процессе разработки решение стандартное – солянокислотные обработки пласта (СКО).

Таким образом, ранжирование по этой характеристике отталкивается от содержания глинистой составляющей пород-коллекторов. Итог ранжирования юрских объектов выглядит следующим образом: 6 баллов – васюганский (цемент в основном глинисто-карбонатный, реже карбонатно-глинистый), 5 баллов – надояхский (карбонатно-глинистый, в некоторых случаях глинисто-карбонатный), 4 балла – шараповский (карбонатно глинистый, но с меньшим процентом содержания цемента), 3 балла – малышевский (карбонатно-глинистый), 2 балла – вымский (преимущественно глинистый, реже карбонатно-глинистый), 1 балл – зимний (исключительно глинистый).

14. Содержание цемента в породах-коллекторах

По процентному содержанию цемента в шести юрских комплексах выделено 3 интервала значений. Максимальный приоритет соответствует минимальному содержанию цемента и наоборот. 6 баллов по этой характеристике присвоено зимнему объекту (1-5%), по 4 балла – васюганскому и шараповскому (3-10%), по 2 балла – малышевскому, вымскому и надояхскому.

Все юрские седиментационные комплексы были ранжированы по каждой из 14 характеристик (Табл. 4). Для окончательного ранжирования необходимо каждый полученный балл умножить на коэффициент в зависимости от степени приоритета каждой характеристики – первого порядка должны быть умножены на максимальный коэффициент 3, второго порядка на коэффициент 2 и третьего порядка – на 1 (Табл. 5). Сумма всех баллов с учетом коэффициента взвешивания представлены в таблице 6, результат ранжирования – в таблице 7.

Название седиментационного комплекса (Название резервуара)	№ СК	Характеристики первого порядка					Характеристики второго порядка					Характеристики третьего порядка			
		Наличие качественной покрышки	Генерационный потенциал НМТ	Удельная продуктивность на смежных площадях	Распространение коллекторов седиментационного комплекса	Количество месторождений с выявленными залежами в СК / с признаками нефтезонаности	Суммарные запасы СК по изучаемому региону	Средняя пористость	Средняя проницаемость	Средние эффективные толщины седиментационного комплекса	Глубина залегания СК	Вертикальная неоднородность пласта (Клещ)	Остаточки осадконакопления	Состав и содержание цемента в породах-коллекторах	
														Толщина, м	Сод-е Сорг/РОВ, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
Келловейско-титонский (Васюганский)	1	7-90	1,44 / 0,35-1,21	34,4 тыс.м ³ газа/м (Русскореченское); 3,0 м ³ нефти/сут/м (Яровое)	Локальное	5 / 8	84	8-28, в среднем 12-18	0,01-1690, в среднем 0,01-100	21,5	2450-3150 *а.о. кровли	0,23	мелководно-морские	глинисто-карбонатный, карбонатно-глинистый	3-10
Нижнебайосско-верхнебатский (Малышевский)	2	первые десятки до 200 в среднем 80-150, ухудшение св-в к периферии бассейна	2,14 / 0,53-1,33	7,7 тыс.м ³ газа/м (Газовское); 4,3 м ³ нефти/сут/м (Новопортовское)	Региональное	17 / 1	1632	8-27, в среднем 13-17	0,01-214, в среднем 0,01-10	67,0	2520-3570 *а.о. кровли	0,32	континентальные, мелководно-морские	карбонатно-глинистый	5-15
Верхнеааленско-нижнебайосский (Вымский)	3	60-150, с прослоями песчаников, алевролитов	2,17 / 0,64-2,38	7,1 тыс.м ³ газа/м (Малыгинское);	Региональное	4 / 1	394	8-23, в среднем 11-16	0,01-98, в среднем 0,01-1	76,5	2550-3700 *а.о. кровли	0,45	континентальные, мелководно-морские	глинистый, карбонатно-глинистый	5-15
Тоарско-нижнеааленский (Надояхский)	4	первые десятки до 60, увеличение песчаной составляющей к югу	2,03 / 0,96-5,2	1,8 тыс.м ³ газа/м (Бованенковское);	Региональное	2 (3 залежи) / 0	73	8-24, в среднем 10-15	0,01-81, в среднем 0,01-1	61,7	2770-3911 *а.о. кровли	0,41	континентальные, мелководно-морские	карбонатно-глинистый, глинисто-карбонатный	5-15
Верхнеплинбахский (Шараповский)	5	40-85	1,44 / 0,2-1,2	4,5 тыс.м ³ газа / м (Новопортовское);	Региональное	2 (8 залежей) / 0	8	8-21, в среднем 9-15	0,01-73, в среднем 0,01-1	39,0	2950-4200 *а.о. кровли	0,37	континентальные, мелководно-морские	карбонатно-глинистый	3-10
Геттангско – нижнеплинбахский (Зимний)	6	0-207	среднее - 0,83; макс. - 3,0	2,5 тыс.м ³ газа + 0,5 м ³ конденсата/сут/м (Бованенковское);	Локальное	1 (1 залежь) / 0	52	8-18, в среднем 8-11	0,01-62, в среднем 0,01-0,1	31,3	3000-6900 *а.о. кровли	0,59	преимущественно континентальные	глинистый	1-5

Табл. 4. Характеристики седиментационных комплексов

Название СК	№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Келловейско-титонский (Васюганский)	1	4	3	5	3	5	4	6	6	1	6	1	6	6	4
Нижнебайосско-верхнебатский (Мальшевский)	2	6	4	6	6	6	6	5	5	5	5	2	4	3	2
Верхнеааленско-нижнебайосский (Вымский)	3	5	5	4	6	4	5	4	4	6	4	5	4	2	2
Тоарско-нижнеааленский (Надюяхский)	4	1	6	1	6	2	3	3	3	4	3	4	4	5	2
Верхнеплинсбахский (Шараповский)	5	2	1	3	6	3	1	2	2	3	2	3	4	4	4
Геттангско – нижнеплинсбахский (Зимний)	6	3	2	2	3	1	2	1	1	2	1	6	2	1	6

Табл. 5. Ранжирование седиментационных комплексов

Название СК	№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Келловейско-титонский (Васюганский)	1	12	9	15	9	15	8	12	12	2	12	2	6	6	4
Нижнебайосско-верхнебатский (Мальшевский)	2	18	12	18	18	18	12	10	10	10	10	4	4	3	2
Верхнеааленско-нижнебайосский (Вымский)	3	15	15	12	18	12	10	8	8	12	8	10	4	2	2
Тоарско-нижнеааленский (Надюяхский)	4	3	18	3	18	6	6	6	6	8	6	8	4	5	2
Верхнеплинсбахский (Шараповский)	5	6	3	9	18	9	2	4	4	6	4	6	4	4	4
Геттангско – нижнеплинсбахский (Зимний)	6	9	6	6	9	3	4	2	2	4	2	12	2	1	6

Табл. 6. Суммарный балл по характеристикам 1,2,3 порядков

Название СК	№	Итог	Ранг
Келловейско-титонский (Васюганский)	1	124	3
Нижнебайосско-верхнебатский (Мальшевский)	2	149	1
Верхнеааленско-нижнебайосский (Вымский)	3	136	2
Тоарско-нижнеааленский (Надюяхский)	4	99	4
Верхнеплинсбахский (Шараповский)	5	83	5
Геттангско – нижнеплинсбахский (Зимний)	6	68	6

Табл. 7. Итог ранжирования юрских седиментационных комплексов

Выводы

Таким образом, первоочередными объектами дальнейших геологоразведочных работ в юрской части разреза по результатам ранжирования являются среднеюрские резервуары нижнебайосско-верхнебатского и верхнеааленско-нижнебайосского седиментационных комплексов, объектом ГРП третьей очереди – верхнеюрские резервуары

келловейско-титонского возраста. Самым перспективным нижнеюрским седиментационным комплексом безусловно является тоарско-нижнеааленский в первую очередь благодаря огромному генерационному потенциалу тоарских глин; о перспективах нижележащих комплексов говорить пока преждевременно.

Литература

- Казаненков В.А., Ершов С.В. Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов. *Геология нефти и газа*. Москва. 2014. № 1. С. 27-49
- Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Недоседкин А.С., Зарипов С.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Гыданского полуострова севера Западной Сибири. *Наука и ТЭК*. 2012. №3. С.10-15.
- Панарин И.А. Прогноз выявления резервуаров углеводородов в юрских седиментационных комплексах севера Западной Сибири и акватории Карского моря. *Георесурсы*. 2012. №6 (48). С. 56-60.
- Скоробогатов В.А. Новые достижения в области развития Минерально-сырьевой базы газонефтедобычи России. *Территория Нефтегаз*. 2013. №3. С. 63-66.
- Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2003. 352 с.
- Шемин Г.Г., Нехаев А.Ю., Бейзель А.Л., Первухина Н.В. Фильтрационно-емкостные свойства резервуаров юры севера Западно-Сибирской НГП и закономерности их изменения в зависимости от глубины залегания. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2011. № 10. С. 20-26
- <https://www.rosneft.ru/press/releases/item/153712/>. «Роснефть» открыла новое месторождение в Карском море. 27 сентября 2014 г.

Сведения об авторе

Иван Александрович Панарин – Начальник отдела геологоразведочных работ
 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
 Россия, 109028, Москва, Покровский бульвар, д. 3,
 строение 1

Статья поступила в редакцию 25.01.2017;
 Принята к публикации 25.08.2017;
 Опубликована 30.11.2017

IN ENGLISH

New Approach to Ranking of Jurassic Sedimentary Complexes of the Northern Part of the West Siberian Petroleum Basin

I.A. Panarin

LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia
 E-mail: niranap@mail.ru

Abstract. Recent events, such as the commencement of commercial development of the Novoportovskoye, Bovanenkovskoye fields in the Yamal Peninsula, the creation of infrastructure, pipeline and railway transport facilities, and the decision to build an liquified natural gas plant for the Tambey group of fields, – all of it builds a case for increasing the exploration of the resource base of the northern territories of West Siberian petroleum basin and the adjacent Kara Sea offshore. Jurassic hydrocarbon exploration leads/prospects have not been sufficiently studied and require additional exploration.

The resource potential of Jurassic and Cretaceous reservoirs of South Kara region are estimated by various authors from 18,5 to 41,2 billion tons of oil equivalent. The systematization of information was executed from different sources and in the presented work was proposed the methodology for ranking the Jurassic sedimentary complexes.

The ranking of selected fundamental characteristics were divided into three groups depending on their priority. This method allowed to determine the most prospective intervals of the Jurassic section for further study.

The priority targets for further exploration in the Jurassic section based on the ranking results are the Middle Jurassic reservoirs of the Lower Bajocian-Upper Bathonian and Upper Aalenian-Lower Bajocian sedimentary complexes and the Upper Jurassic Callovian-Tithonian reservoirs.

Key words: ranking, exploration leads/prospects, Jurassic reservoirs, Western Siberia

For citation: Panarin I.A. New Approach to Ranking of Jurassic Sedimentary Complexes of the Northern Part of the West Siberian Petroleum Basin. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 4. Part 1. Pp. 302-310. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.1>

References

Kazanenko V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ponomareva E.V., Popova N.I., Shaporina M.N. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' regional'nykh rezervuarov yury i mela v Karsko-Yamal'skom regione i prognoz raspredeleniya v nikh uglevodorodov

[Geological structure and oil and gas potential of the Jurassic and Cretaceous regional reservoirs in the Kara-Yamal region and forecast of hydrocarbon distribution]. *Geologiya nefti i gaza = Geology of oil and gas*. 2014. No.1. Pp. 27-49. (In Russ.)

Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Nedosedkin A.S., Zaripov S.M. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Gydanskogo poluostrova severa Zapadnoi Sibiri [Geological structure and prospects of oil and gas content of the Gydan peninsula of the north of Western Siberia]. *Nauka i TEK [Science and Fuel and Energy]*. 2012. No. 3. Pp. 10-15. (In Russ.)

Panarin I.A. Prognoz vyavleniya rezervuarov uglevodorodov v yurskikh sedimentatsionnykh kompleksakh severa Zapadnoi Sibiri i akvatorii Karskogo moray [Forecast of the discovery of hydrocarbon reservoirs in the Jurassic sedimentary complexes of the north of Western Siberia and the Kara Sea]. *Georesursy = Georesources*. 2012. No. 6(48). Pp. 56-60. (In Russ.)

Skorobogatov V.A. Novye dostizheniya v oblasti razvitiya Mineral'no-syr'evoi bazy gazoneftedobychi Rossii [New achievements in the field of development of the Mineral and Raw Materials Base of Russia's Gas and Oil Production]. *Territoriya Neftegaz = Oil and Gas Territory*. 2013. No. 3. Pp. 63-66. (In Russ.)

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. Geologicheskoe stroenie i gazoneftenosnost' Yamala [The geological structure and gas and oil-gas content of Yamal]. Moscow: ООО «Nedra-Biznessentr». 2003. 352 p. (In Russ.)

Shemin G.G., Nekhaev A.Yu., Beizel' A.L., Pervukhina N.V. Fil'tratsionno-emkostnye svoystva rezervuarov yury severa Zapadno-Sibirskoi NGP i zakonmernosti ikh izmeneniya v zavisimosti ot glubiny zaleganiya [Filtration-capacitive properties of reservoirs of the Jurassic of the north of the West Siberian NGP and the patterns of their changes depending on the depth of occurrence]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2011. No. 10. Pp. 20-26. (In Russ.)

<https://www.rosneft.ru/press/releases/item/153712/>. «Rosneft» otkryla novoe mestorozhdenie v Karskom more [Rosneft opened a new field in the Kara Sea]. September 27, 2014. (In Russ.)

About the Author

Ivan A. Panarin – Head of Geological Exploration Department

LUKOIL-Engineering LLC

3 Pokrovsky boul., build. 1, Moscow, 109028, Russia

Manuscript received 25 January 2017;

Accepted 25 August 2017;

Published 30 November 2017