

Литература

1. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям самостоятельной работы по дисциплине «Литология». – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. – 147 с.
2. Юдович Я.Э. Геохимические индикаторы литогенеза. – Сыктывкар: Изд-во Геопринт, 2011. – 740 с.

**ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ГЕОХИМИИ РЕЗЕРВУАРА ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
А.А. Щуренко**

Научный руководитель профессор И.В. Гончаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Общей практикой геологического и динамического моделирования нефтяных месторождения является предположение о неизменности состава и свойств нефти в пределах залежи. Между тем, как показывают недавние исследования Ванкорского месторождения (а также ряда других месторождений Западной Сибири), вариации свойств нефти, обусловленные рядом процессов (чаще всего биодегградация нефтей), могут достигать одного порядка в отношении вязкости в пластовых условиях. Не учет пространственной неоднородности свойств нефтей обуславливает возникновение риска в не достижении проектных параметров разработки.

Выявив зоны или обнаружив закономерности изменения состава и свойств в пределах объекта исследования, можно предположить механизм их образования и, таким образом, обосновать и заложить в гидродинамическую модель такие данные, которые позволят оперативно вести мониторинг добычи, планирования геолого-технических мероприятий и контроль выработки запасов в пределах пласта.

Многообразие нефтей обусловлено не столько составом исходного органического вещества и условиями осадконакопления, сколько влиянием факторов на уже сформировавшуюся залежь.

Процессы преобразования нефтей в залежах.

Физические процессы: эффект фильтрации, гравитационная дифференциация, деасфальтизация, водная промывка, газовая промывка.

Химические процессы: термическое созревание, химическое окисление, биодегградация.

Биодегградация нефти – это селективное потребление определенных типов углеводородов живыми микроорганизмами, выражающаяся в окислении нефтяных углеводородов с образованием углекислого газа и воды, ухудшением свойств нефти, что ухудшает ее качество [4].

Процесс биодегградации приводит к уменьшению выхода легких фракций и накоплению асфальто-смолистых веществ, что способствует увеличению плотности нефти. Скорость окисления падает в ряду: n -алканы > изо-алканы > нафтены > ароматика. Принципиальный момент, биодегградация протекает на водонефтяном контакте при низкой минерализации пластовых вод и температуре ниже 70°C . На Ванкорском месторождении основные залежи сосредоточены в нижнемеловых отложениях, нижнехетской и яковлевской свит и находятся в области невысоких пластовых температур (33 – 69°C). В связи с этим они в той или иной степени затронуты процессами биодегградации, о чем свидетельствует частичное или полное отсутствие в нефтях алканов нормального строения (парафинов).

В ходе работы было проанализировано 45 образцов нефти и 78 экстрактов пород на хромато-масс-спектрометре Нр 6890/5973 с колонкой НР-1-MS (30 м) в режиме линейного программирования температуры. За основу расчетов геохимических параметров приняты значения площадей пиков, получаемых путем их интегрирования на масс-фрагментограммах характеристических ионов.

Сбор и обработка данных производилась с применением программного обеспечения системы ChemStation. На основании данных хромато-масс-спектрометрии был рассчитан ряд геохимических молекулярных параметров.

Также по результатам хромато-масс-спектрометрических анализов для нефти и экстрактов была определена степень биодегградации на основе 10-бальной шкалы [4].

Изменение молекулярного состава нефтей при биодегградации существенно сказывается на физико-химических свойствах, поэтому молекулярная геохимия может быть весьма эффективным инструментом прогнозирования свойств пластового флюида в пределах залежи. Это обстоятельство является важным моментом при построении гидродинамической модели залежи и выбора эффективного способа разработки. При исследовании нефтей Ванкорского месторождения было рассмотрено множество молекулярных параметров, в результате чего удалось реализовать такую зависимость [1, 3]. В пласте Нх-III-IV Ванкорского месторождения пластовая температура составляет 63°C [2]. Подтверждением того, что именно биодегградации принадлежит решающая роль в формировании неоднородности состава и свойств пластового флюида является взаимосвязь физико-химических свойств разгазированных проб нефти и молекулярного параметра $K_{\text{оль}}$, отражающего степень биодегградации жидких углеводородов, а также изопреноидный коэффициент K_i отражающий отношение изопреноидов к нормальным алканам (рис. 1).

Между физическими свойствами нефти и данными молекулярными параметрами наблюдается связь. Образец нефти, отобранный из скважины 184 на глубине $-2734,2$ м, не биодегградирован и имеет плотность $841,4$ кг/м^3 , вязкость $-7,9$ $\text{мПа}\cdot\text{с}$, тогда как образец, отобранный из скважины 164 с глубины $-2748,2$ м, имеет одну из самых тяжелых степеней биодегградации, определенной по шкале Венгера $-2,5$, плотность $-851,4$ кг/м^3 , вязкость $-10,8$ $\text{мПа}\cdot\text{с}$.

Можно заключить, что при приближении к зоне водонефтяного контакта, где процессы биодegradации наиболее интенсивны, увеличивается степень биодegradации, а вместе с ней увеличиваются плотность и вязкость нефти. Следовательно, можно прямо говорить о том, что именно биодegradации принадлежит решающая роль в формировании неоднородности состава и свойств пластового флюида.

Из всех рассмотренных параметров K_i показал наиболее эффективную коррелируемость с альтитудой, как для нефтей, так и для экстрактов пород (рис. 2).

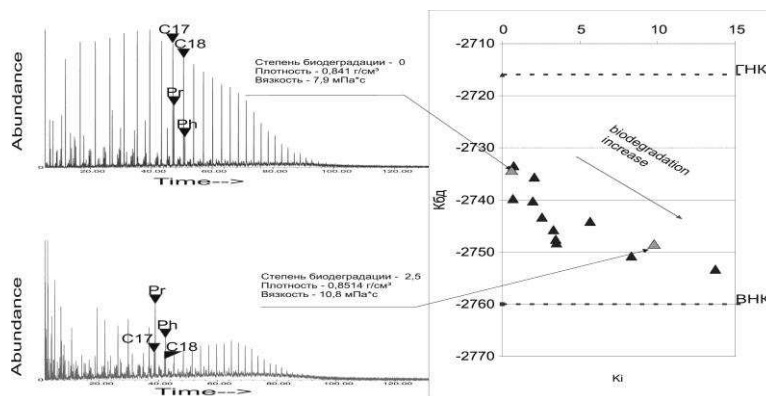


Рис. 1. Изменение свойств нефти в разрезе пласта Нх3-4, как отражение процесса биодegradации на основе K_i

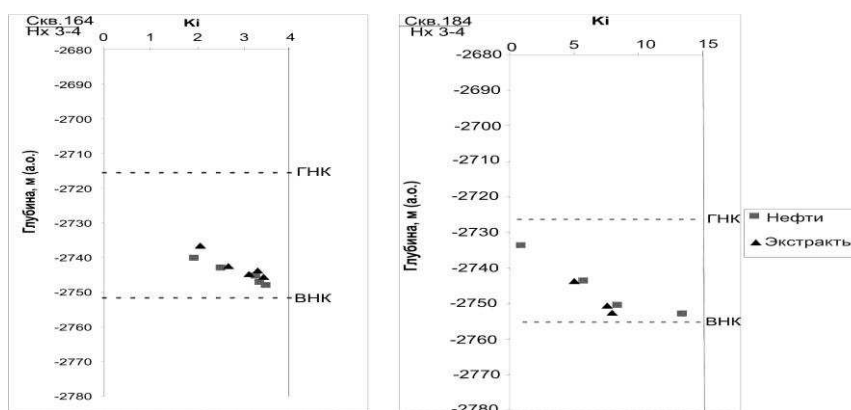


Рис. 2. Сопоставление молекулярных параметров нефтей и экстрактов

Данные, полученные по результатам анализов экстрактов образцов пород, отобранных по высоте пласта из скважин, расположенных в его различных частях, позволяют оценить глубину микробных процессов на разном удалении от водонефтяного контакта, спрогнозировать плотность и вязкость флюида в конкретной точке резервуара.

Поскольку все залежи находятся в области пластовых температур, благоприятных для протекания биодegradации, то основным фактором изменчивости состава и свойств является интенсивность протекания процессов биодegradации. Подтверждением того, что именно биодegradации принадлежит решающая роль в формировании неоднородности состава и свойств пластового флюида, является взаимосвязь физико-химических свойств разгазированных проб нефти и молекулярного параметра ($K_{од}$), отражающего степень биодegradации жидких углеводородов, а также изопреноидный коэффициент K_i отражающий отношение изопреноидов к нормальным алканам. Используя эту связь для экстрактов пород, можно прогнозировать состав, а главное свойства нефти в зонах, где не было отбора глубинных и поверхностных проб нефтей.

Влияние биохимических превращений на состав нефтей очень велико. Поскольку речь идет об углеводородном составе нефтей (особенно об их легких фракциях), где процессы биодegradации имеют исключительное значение. Полученные результаты свидетельствуют о том, что геохимические данные могут быть широко использованы для детализации, а в ряде случаев, и уточнения геологического строения месторождений.

Литература

1. Влияние биодegradации на молекулярные параметры на примере нефтей Краснодарского Края, Западной Сибири и Сахалина / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко, С.В. Фадеева // Химия нефти и газа. – Томск, 2009. – С. 221 – 225.

2. Природа нефтей Ванкорского месторождения / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, В.А. Кринин, Р.А. Ошмарин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 3. – С. 12 – 17.
3. Goncharov I.V., Obasov N.V., Samoilenko V.V. Effects of biodegradation on the oil composition in Vankor oil field // The 26rd International Meeting on Organic Geochemistry. – 2013. – P. 470 – 471.
4. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – Cambridge, U.K.: Cambridge University Press, 2005. – 645 p.

ПРОГНОЗ ЗОН УЛУЧШЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРЕДЕЛАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «К»

О.В. Яковенко¹

Научные руководители доцент В.П. Меркулов², начальник департамента Д.В. Воробьев¹, зав. сектором Р.В. Польшкин¹

¹Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе представлен комплексный подход при создании геологической модели, включающий фациальные особенности формирования месторождений. Проведены электрофациальный, сейсмофациальный анализы, по результатам которых выделена обстановка осадконакопления участка работ, подтверждающаяся данными керна. Составлена фациальная модель, которая легла в основу созданной геологической модели.

Месторождение «К» расположено в Каргасокском районе Томской области. Данная площадь имеет сложное геологическое строение, в нескольких скважинах встречается «аномальная» мощность песчаника, которая достигает 31 м. Не подтвердившийся прогноз эффективных толщин, по результатам бурения одной из скважин на севере месторождения, обусловил корректировку концептуальной геологической модели руслового генезиса.

В геологическом строении района исследования принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента. В тектоническом отношении район расположен в юго-восточной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы и приурочен к юго-восточной части Каймысовского свода.

Геологический разрез представлен песчано-глинистыми отложениями кайнозойско-мезозойской системы. К продуктивному интервалу относятся отложения верхневасюганской подсвиты, в которой выделяются подугольная (пласты Ю₁³ и Ю₁⁴), межугольная (Ю₁^М) и надугольная (Ю₁¹ и Ю₁²) пачки. Пласты Ю₁³ и Ю₁⁴ как коллекторы не имеют широкого распространения по площади и вскрыты только несколькими скважинами, где в объеме горизонта Ю₁ песчаные пласты Ю₁¹⁺², Ю₁^М, Ю₁³, Ю₁⁴, образовавшиеся в условиях высокой палеогидродинамической активности, представлены единым массивным песчаным телом толщиной до 31 м (рис. 1). В литологическом отношении сложены мелко-, среднезернистыми, слабо- и среднесцементированными разностями светло-серого цвета. Наличие в составе песчаного пласта прослоев, содержащих гальку аргиллитов, и отсутствие межугольной толщи в разрезе васюганской свиты дают основание предположить наличие внутриформационных перерывов в объеме коллектора, связанного, вероятно, с размывом углей в межугольной толще и частичного размыва подугольной толщи в процессе формирования пласта Ю₁².

По результатам исследований других авторов [1, 2], вышеописанная аномальная мощность песчаников, вскрытая несколькими скважинами, представляет собой проявления руслового канала. Данный русловой канал находит свое отражение на срезах временного куба, на амплитудных картах, выделяется при районировании территории по форме сейсмической записи и на картах мощностей. Подобное проявление руслового канала, очевидно, связано с отсутствием в этих местах межугольной пачки, вследствие размыва, что и приводит к изменению интерференционной волновой картины. Канал служил путем транспортировки обломочного материала в оксфордское время (а также весьма вероятно, в позднекеловейское) и совместно с деятельностью моря обеспечил распределение песчаных пластов, наблюдаемое на площади исследований. Однако пробуренные новые скважины не подтвердили данный прогноз.

В результате бурения скв. 10 не подтвердились эффективные и нефтенасыщенные толщины (прогноз – 28 м, факт – 6,2 м), как следствие произошло существенное уменьшение запасов залежи и в результате поставило под сомнение выявленную обстановку осадконакопления.

С целью прогнозирования распределения коллекторов на изучаемой площади, для их геометризации были выполнены электрофациальный и сейсмофациальный анализы. Форма кривых ПС продуктивного интервала в скважинах с наибольшими толщинами песчаников является «прямоугольной», что может свидетельствовать о баровом генезисе песчаников в сочетании с трансгрессивным характером формирования надугольной толщ. По результатам комплексного электрометрического анализа определена принадлежность продуктивных верхнеюрских отложений, приуроченная к приустьевому бару и барьерному острову. Подтверждением являются фактические отражения в керне, в виде наличия потоковых отложений, и кроме этого формой и размером песчаного тела. По результатам сейсмофациального анализа, были уточнены пространственные границы коллекторов. Полученная фациальная модель приведена на рис. 2. Также было выполнено сопоставление обстановок осадконакопления района исследования с соседними месторождениями X и Y, которые были проинтерпретированы как вдольбереговые регрессивные бары и барьерные острова, что полностью согласуется с выявленной седиментационной обстановкой формирования верхнеюрских коллекторов исследуемой территории.