

ФОРМИРОВАНИЕ СОСТАВА НЕФТЕЙ ПЛАСТА Ю₀ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ САЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.В. Соболева

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Баженовский горизонт Западной Сибири изучен довольно подробно с разных позиций и разными методами, большое количество исследований посвящено широкому спектру вопросов, касающихся литологического состава пород, их фильтрационно-емкостным свойствам, изучению органического вещества, свойствам и составу нефти на разных аналитических уровнях и многим другим. Данная работа посвящена восстановлению условий формирования свойств и состава нефти залежей пласта Ю₀ Салымского нефтяного месторождения, основываясь в основном на геохимических аспектах изучения изменения нефти как по площади, так и по разрезу в пределах продуктивного пласта Салымской структуры, используя при интерпретации некоторые геологические данные, такие как структурный план по отражающему горизонту Б (кровля баженовской свиты), имеющий сложную конфигурацию, пластовые температуры и давление, дебиты скважин и другие. На Салымском месторождении в пласте Ю₀ нет единой залежи. Для выводов по геолого-геохимической интерпретации использовалась выборка из 61 пробы нефти из разведочных, поисковых и эксплуатационных скважин начальных этапов добычи, поскольку в дальнейшем при добыче нефти экология в залежи меняется, и 21 проба нефти других месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Условно выделено три типа нефтей, отличающихся по физико-химическим параметрам, групповому углеводородному и молекулярному составу. Сделано предположение, что кроме собственного ОВ баженовской нефтегазоматеринской свиты в формировании состава нефти принимали участие углеводородные флюиды васюганской, тюменской свит и возможно палеозойских пород. Подток легких УВ и газов происходил по зонам разломов разного генезиса и длительности существования.

Ключевые слова: нефть, углеводороды, баженовская свита, пласт Ю₀, разлом

DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.15>

Для цитирования: Соболева Е.В. Формирование состава нефтей пласта Ю₀ Баженовской свиты Салымского месторождения. *Георесурсы*. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 144-154. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.15>

Богатые органическим веществом (ОВ) карбонатно-глинисто-кремнистые отложения титонского яруса верхней юры – берриаса нижнего мела, выделяемые в баженовский горизонт, распространены в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне (НГБ) на площади около 1,47 млн км². Битуминозные отложения баженовской свиты занимают внутреннюю, наиболее погруженную на время накопления осадков, зону Западно-Сибирской плиты, скорости прогибания которой опережали скорости осадконакопления. На запад изменяется возрастной диапазон времени формирования аналогов баженовской свиты за счет омоложения подошвы и кровли битуминозных отложений в составе тутлеймской, мулымьинской и даниловской свит. В восточном направлении баженовская свита замещается сероцветными глинистыми породами марьяновской свиты, переходящими далее в песчано-алевритовую яновстанскую свиту. Мощности одновозрастных с баженовской свитой отложений во внешней зоне плиты увеличиваются на 40-50 м и более. К периферии бассейна уменьшается битуминозность и повышается содержание более грубозернистых разностей пород.

Баженовский горизонт Западной Сибири изучен довольно подробно с разных позиций и разными методами. Большое количество исследований посвящено широкому спектру вопросов: определению условий и глубины бассейна седиментации, формированию высокой битуминозности, определению возраста горизонта, выявлению источников нефти и образованию залежей, причин возникновения аномально высоких пластовых давлений (АВПД), изучению физических свойств пород,

их минерального состава, природы фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, проблемам и методам добычи нефти, изучению состава и свойств ОВ и нефти (Гусева и др., 1974-1990; Клубова и др., 1980; Захаров, 1983, 2006; Филина и др., 1984; Лопатин, Емец, 1987, 1999, 2000; Конторович и др., 1998, 2009; Гончаров и др., 1987, 2006, 2013; Зубков и др., 2014; Дахнова и др., 2007, 2015; Балушкина и др. 2013; Бурштейн и др., 2015; Козлова и др., 2015 и многие другие).

Многими авторами баженовская свита и ее возрастные аналоги рассматриваются как основная нефтегазоматеринская порода (НГМП) Западно-Сибирского НГБ, в которой *in situ* могут формироваться залежи нефти в локальных участках с наличием в них коллектора (пласт Ю₀).

Самым крупным месторождением по запасам и добыче нефти, дебитам скважин в пласте Ю₀ является Салымское месторождение, расположенное в пределах Лемпинского поднятия Салымского мегавала, амплитуда которого более 150 м. Структурный план по отражающему горизонту Б (кровля баженовской свиты) имеет сложную конфигурацию – сводовая часть поднятия осложнена рядом мелких куполов, крылья которых значительно деформированы (Рис. 1, 2). Залежь разбурена более чем сотней поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, половина которых дала значительные притоки нефти и газа. Примерно 10% скважин оказалась сухими – нефти и воды обнаружено не было. По материалам испытания пласта Ю₀ Салымского месторождения Правдинской нефтегазоразведочной экспедиции (1985 г.) высокодебитная зона Салымского месторождения располагается в осевой

части структуры: скв. 12 первооткрывательница (дебит открытым фонтаном 750 м³/сут.), скв. 54 (на 8 мм штуцере 330 м³/сут.), скв. 141 (на 8 мм штуцере 160 м³/сут.), скв. 17 (открытым фонтаном более 300 м³/сут.), скв. 40 (при переливе 520 м³/сут.), скв. 32 (на 8 мм штуцере 376 м³/сут.), скв. 28 (на 8 мм штуцере 275 м³/сут.), скв. 30, скв. 32 (на 8 мм штуцере 295 м³/сут.) и другие. Но есть скважины и с низкими дебитами, например, скв. 46 (3,2 м³/сут.), скв. 157, расположенная между 141 и 81, оказалась сухой. Нефть содержит значительные количества попутного газа, содержания которого также меняются от отсутствия газа до 927 м³/м³, дебиты газа тоже разные – до 36 000 м³/сут (скв. 54). В пределах пласта Ю₀ Салымской структуры отмечаются значительные вариации пластовой температуры – 91-138°С. Самые высокие температуры – 138-125°С – в центральной части месторождения (скв. 141, 81, 31, 49, 24, 39, 54, 1046, 34, 28, 30, 27) (Рис. 1, 2, 3). Как видно из данного перечня скважин, в этой зоне получены и самые высокие дебиты нефти. На север и юг от этой зоны дебиты нефти заметно снижаются до десятков и единиц м³/сут, снижаются и температуры – от 120 до 91°С. В пласте Ю₀ отмечены широкие вариации пластового давления – от нормального гидростатического до АВПД: пластовое давление в субмеридиональной 4-х километровой полосе достигает 45,1 МПа, коэффициент аномальности – 1,6. Однако прямой связи дебитов нефти с АВПД нет. На северном куполе в полосе АВПД дебиты высокие, а на южном – пониженные до непромышленных. Единого мнения о причинах формирования АВПД также нет. Большинство исследователей связывают этот процесс с генерацией углеводородных флюидов в самой свите и подтоком газа и легких жидких компонентов из нижележащих комплексов.

Некоторые исследователи предполагают наличие дизъюнктивных нарушений в зонах с повышенными пластовыми температурами (Гусева и др., 1978; Клубова, Климушина, 1980; Халимов, Колесникова, 2004). При изучении минерального состава коллекторов (карбонаты, пирит) делаются выводы о влиянии на их формирование высокотемпературных гидротермальных растворов (Зубков, 2014), что также может быть связано с разломами и зонами трещиноватости.

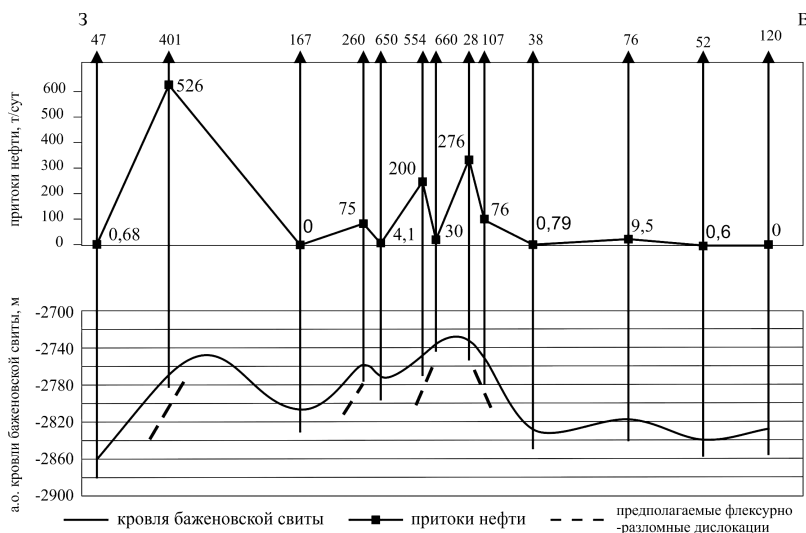


Рис. 1. Приразломное и Салымское месторождения. Соотношение притоков нефти и структурного плана баженовской свиты (ОГТ «Б») (Халимов, Колесникова, 2004)

Существуют разные взгляды относительно условий формирования залежей и источников нефти в пласте Ю₀. По одной из них преобразование ОВ пород происходит в самой баженовской свите с последующей концентрацией жидкой микроневфти в трещиноватых зонах аргиллитов и/или радиоларитов, другие считают, что в формировании залежей участвуют углеводородные флюиды, мигрирующие из нижележащих НГМП – васюганской, тюменской свит, а возможно, и палеозойских пород.

Анализ изменения свойств и состава нефти разных участков пласта Ю₀ Салымского месторождения на разных аналитических уровнях поможет уточнить условия формирования залежей нефти в пределах пласта.

Изменение свойств и состава нефтей в пределах пласта Ю₀

Нефть в природных условиях представляет собой жидкую гидрофобную фазу (углеводородный раствор), распределенную в пустотном пространстве (поры, трещины, каверны) горной породы. Вместе с минеральной частью породы она образует *своеобразную природную систему* с определенными качествами и особенностями, присущими именно данной системе. Лопатин Н.В., Кос И.М., Емец Т.П. (2000) выделяют баженовскую нефтяную систему в зоне сочленения Сургутского и Няминского сводов Западной Сибири, куда входит Салымское нефтяное месторождение.

Изменение геолого-геохимических условий в НГМП, а также в залежи приводит к изменению свойств нефти, что отражается на физико-химических параметрах (*плотность, вязкость, выход бензиновых и керосиновых фракций нефти, содержание смол, асфальтенов, твердых парафинов, серы*), а также на молекулярном составе как бензиновых, так и керосиновых фракций.

Самой информативной физической величиной является **плотность**, поскольку плотность нефти – величина аддитивная, т.е. на ее величину оказывают влияние все компоненты, входящие в ее состав пропорционально их концентрации. По величине плотности можно судить о фракционном, групповом и углеводородном составе нефти. Изменения геолого-геохимических условий существования нефти в залежи отражаются именно на физико-химических параметрах.

Для геолого-геохимической интерпретации этих изменений предпочтительно использовать данные для проб нефти из разведочных и эксплуатационных скважин начальных этапов добычи, поскольку в дальнейшем экология в залежи при добыче нефти меняется.

Для изучения изменения физико-химических параметров нефти в пределах залежи пласта Ю₀ Салымского месторождения использовалась выборка из 61 пробы нефти, отобранных из разных скважин и 21 проба других месторождений НГБ. В 70 гг. прошлого века считалось, что нефти баженовской свиты Салыма однообразны по своему вещественному составу, их физические свойства меняются незначительно как по площади, так и по разрезу продуктивного пласта.

По имеющимся данным нефти в пределах пласта Ю₀ Салымского месторождения по общим

физико-химическим характеристикам имеют значительные различия. Так, плотность меняется от 0,771 (скв. 81) до 0,908 г/см³ (скв. 162), крайние значения отмечаются в единичных скважинах, для основной же выборки нефтей плотность варьирует от 0,825 до 0,866 г/см³, на что влияют вариации физико-химических параметров, таких как содержания бензиновых фракций – 13,0-54,0%; смол – 2,04-7,55; асфальтенов – 0,10-6,15; твердых парафинов – 0,89-3,92; серы – 0,17-1,06. Выделяется проба обводненной нефти из скв.114 (2847-2873 м) с высокой молекулярной массой (625) и очень высоким содержанием асфальтенов (21%) и смол (8,30) (Табл. 1). Условно можно выделить 3 группы нефтей: «легкие», «тяжелые», «средние» – со средними значениями физико-химических параметров.

Обычно в нефтяных залежах отмечается гипсометрическая приуроченность нефтей по плотности, т.е. происходит гравитационная дифференциация – легкие нефти находятся в своде структуры, тяжелые – в зоне водонефтяного контакта (ВНК). Для Салымской структуры такое распределение не характерно. Общей закономерности в изменении физико-химических параметров по площади и разрезу Салымского месторождения не наблюдается.

Наиболее легкие нефти получены из скв. 141 (0,799), скв. 10 (0,819), скв. 81 (0,771), скв. 27 (0,825), скв. 12 (0,810), скв. 28 (0,818 г/см³), которые расположены в одной из предполагаемых приразломных зон в центральной части Салымской структуры. Пластовые температуры, измеренные в этих скважинах, самые высокие (от 128 до 138°C). «Легкие» нефти отмечаются также в скв. 54 (0,829 г/см³) и скв. 55 (0,830 г/см³), расположенных восточнее первой группы, но тоже в центральной части месторождения. Основным параметром, влияющим на величину плотности нефти, является содержание бензиновых фракций (до 150, 200°C), в меньшей степени – содержание смол, асфальтенов и серы. Почти все нефти, выделенные нами как «легкие» имеют высокий выход бензиновых фракций: в скв. 81 (54%), скв. 190 (31%), скв. 27 (29%), скв. 141 (31%), скв. 28 (30%) (Рис. 1).

«Тяжелые» нефти с повышенной плотностью получены из скв. 162 (0,908 г/см³), 169 (0,883), 210 (0,899), 139 (0,873), расположенных в северной части месторождения, а также на юге в скв. 61 (0,873 г/см³), 40 (0,874), 102 (0,871). Намечается некоторая тенденция утяжеления нефти к периферии месторождения в большей степени в северном направлении, в меньшей – в южном.

Выделяется нефть из скв. 114, плотность которой пикнометрическим методом не удалось определить, но

определена молекулярная масса – 625; поскольку величина плотности нефти и молекулярной массы имеют положительную корреляцию, то можно предположить, что плотность будет более 0,950 г/см³. Скв.114 также находится в зоне предполагаемого нарушения в южной части структуры. Кстати, это единственная скважина, где получены притоки пластовой воды (40%).

Но получены также нефти, в которых отмечается высокое содержание легких фракций, а по плотности они отнесены нами к «тяжелым» нефтям: скв. 169 (22%, плотность 0,890 г/см³), 162 (16%, 0,908), 123 (28%, 0,871). Такие нефти имеют высокую температуру начала кипения (НК) – более 100°C, и, как правило, низкий выход фракций – до 150°C (скв. 102 – 3,8% до 150°C, но 15% до 200°C), скв. 13 (0,879, 8,8 и 18,8 соответственно) – это может указывать на начальный этап миграции самых легких УВ. При этом во многих пробах отмечается повышенное содержание смол и/или асфальтенов и отсутствие самых легких фракции. По всей видимости, такие особенности состава нефти указывают на процессы миграции легких фракций как внутри пласта, так и, возможно, по зонам трещиноватости вверх по разрезу, в связи с этим происходит относительное накопление высокомолекулярных гетероатомных соединений (смол и асфальтенов), когда мигрируют легкие фракции нефти.

По содержанию серы нефти большей части можно отнести к малосернистым (0,17-0,78%), за исключением нефтей Северо-Салымской площади, где ее содержание около 1% или немного больше (1,06-1,32%). Содержание серы для «тяжелых» нефтей северной периферии месторождения больше 1%, это закономерно, поскольку сернистые соединения входят в состав смол и асфальтенов, содержание которых повышено.

Для аномально высокой по плотности обводненной пробы нефти из скв. 114 отмечается очень высокое содержание асфальтенов (21%). Такое большое количество асфальтенов могло накопиться только в процессе деасфальтизации нефти при поступлении в пласт новых порций газовых и/или самых легких жидких УВ. Для выпадения из углеводородного раствора и накопления такого большого количества асфальтенов необходимы большие объемы легких жидких и газообразных УВ, поступающих в пласт, и длительное существование проводящей зоны разлома. Вероятно, большая часть их поступала из нижележащих толщ. Протяженность зон трещиноватости, вероятно, небольшая, поскольку в скважинах на расстоянии около 3-4 км отмечаются нефти со средними значениями плотности (скв. 170:

плотность – 0,848 г/см³, смол – 1,69%, асфальтенов – 3,08%).

Большинство нефтей содержат небольшое количество или характеризуются средними содержаниями твердых парафинов – от 0,89 (скв. 122) до 3,9 (скв. 188). Как известно, твердые парафины, а это n-алканы с длиной углеводородного скелета более C₁₅, образуются из липидов высшей растительности, а поскольку ОВ баженовской свиты, преимущественно сапропелевое, то их и не должно быть много.

Нефти	Плотность, (г/см ³)	Фракционный состав	Содержание,%		
			НК- 200°C	смолы	асфальтены
«легкие»	0,771-0,819	29,0 – 54,0	1,20 – 5,35	0,05 – 1,16	0,10 – 0,31
«тяжелые»	0,871-0,908	7,6 – 18,5	1,4 – 11,20	0,10 – 2,50 (скв.114–21%)	0,59– 1,12
со средн. значен. свойств	0,825-0,866	19,0 – 30,0	2,04 – 6,67	0,10 – 1,69	0,17– 1,06

Таблица 1. Изменения физико-химических параметров нефти Салымского месторождения. Пласт Ю₀

Следует отметить, что часто не наблюдается соответствия между содержанием смол и асфальтенов (либо пониженное, либо повышенное и тех, и других), что говорит о различии процессов, воздействующих на формирование состава нефти. Так, они параллельно увеличиваются в случае осернения нефти на Северо-Салымской площади: скв. 169 (смол – 7,34%, асфальтенов – 1,39%, серы – 0,97%), скв. 118 (6,67, 1,05, 1,06 соответственно), скв. 152 (2,64, 0,19, 1,32 соответственно). Скачкообразное, очень значительное повышение содержания асфальтенов объясняется, кроме окисления, дополнительным процессом «высаживания» – деасфальтизации при дополнительном поступлении газонасыщенных легких углеводородных флюидов в залежь по зонам трещиноватости предполагаемых разломов.

Анализ значений вариаций отдельных параметров свойств и состава исследованных нефтей приводит к выводу, что эти изменения обусловлены на отдельных участках залежи различными причинами, что может быть связано, во-первых, с неоднородностью коллекторских свойств и разобщенностью отдельных, заполненных нефтью участков пласта, а во-вторых, воздействием других, внешних по отношению к залежи, геолого-геохимических факторов, таких как миграционные процессы – подток легких флюидов как из нижележащих отложений по разломам, так и миграция внутри пласта. В пределах Салымской структуры нет единой залежи, что также подтверждается

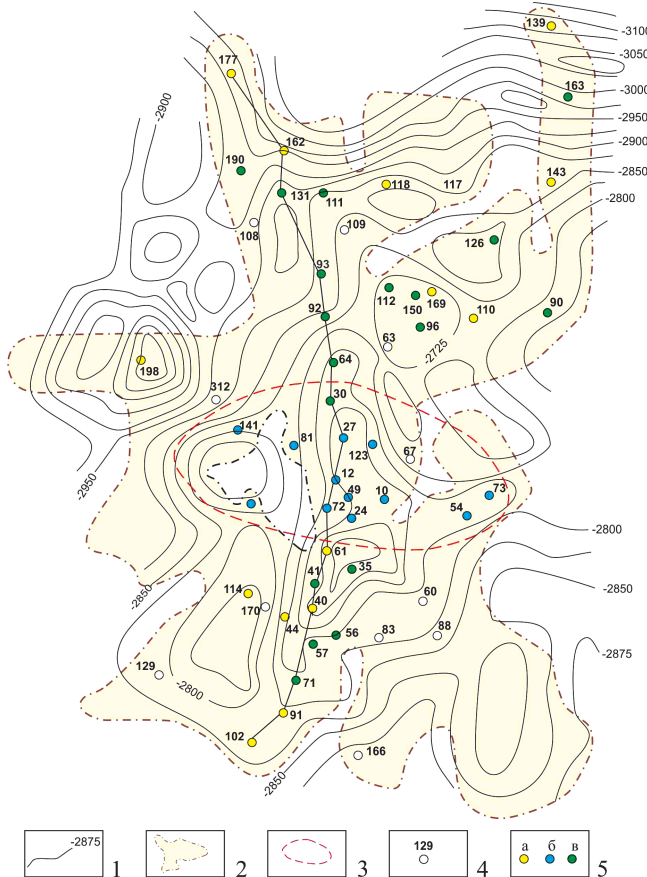


Рис. 2. Схема нахождения нефтей разного типа в пределах залежей пласта Ю0 Салымского нефтяного месторождения. 1. Изопахиты кровли пласта Ю0 (ОГГ «Б»); 2. граница зоны, в пределах которой получены притоки нефти из залежей пласта Ю0; 3. зона повышенных пластовых температур; 4. скважина и ее номер; 5. тип нефти: а – «тяжелая», б – «легкая», в – «средняя»

вариациями дебитов скважин (от 50 до 500 и более т/сут.) и наличием сухих скважин, расположенных на незначительных расстояниях от высоко и средне дебитных (Халимов, Колесникова, 2004).

На Салымском месторождении в пласте Ю0 не отмечается никаких закономерностей в изменении свойств и состава нефтей по разрезу, т.е. не отмечается гравитационной дифференциации компонентов нефти по свойствам и составу по разрезу от свода к периклиналям (Рис. 3), какие наблюдаются в большинстве нефтяных залежей – приуроченность легких нефтей к своду структуры, а тяжелых – к ВНК. Обычно такая тенденция изменения плотности отмечается в залежах «водоплавающих», т.е. имеющих ВНК. В пласте Ю0 притоки воды были только в одной скважине. Высокие дебиты нефти, как правило, отмечаются для «легких» нефтей, но не в сводах структуры, а на присводовых участках крыльев, где падение слоев наиболее крутое (Рис. 1, 3). А.Я. Фурсов объясняет наличие в этих зонах в нижних горизонтах чехла флексурно-разломных нарушений, которые обуславливают зоны трещиноватости в продуктивном пласте. Здесь отмечается приуроченность большинства «легких» нефтей к центральной части Салымского месторождения (Рис. 2), как уже отмечалась к зоне повышенных пластовых температур.

Можно предположить, что в пределах пласта Ю0 существовали и существуют зоны трещиноватости разного генезиса и длительности функционирования. Одни разломы, нарушали и нарушают всю осадочную толщу, по которым происходила миграция легких флюидов из нижележащих пород в баженовскую свиту, и далее, где в меловых отложениях формировались залежи нефти в мегнионской (пласты БС) и вартовской (пласты АС) свитах. В пределах этих зон в настоящее время мы обнаруживаем нефти лишенные легких фракций

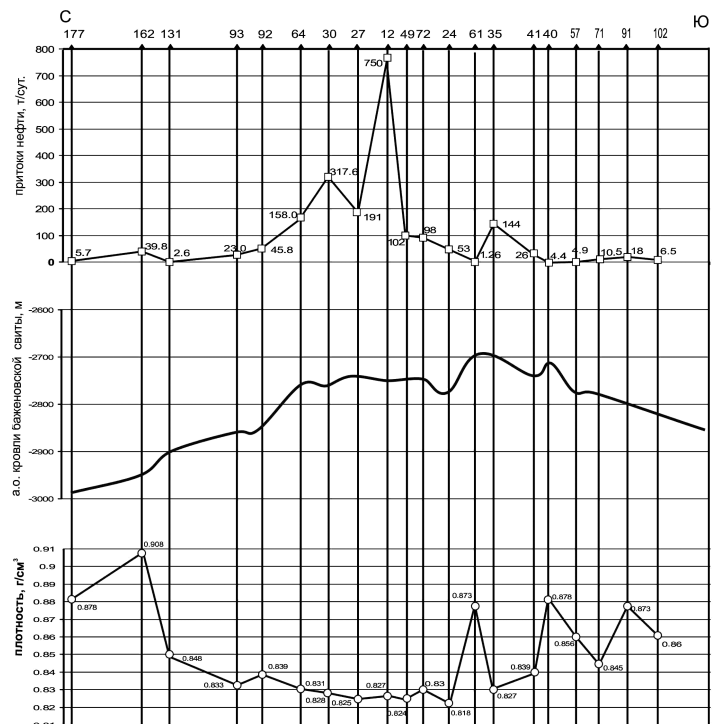


Рис. 3. Соотношение начальных дебитов скважин, структуры кровли пласта Ю0 Салымского месторождения и плотности нефти с юга на север по линии скважин 102-177 (линия профиля на рис. 2)

и обогащенные смолами и асфальтенами («тяжелые» нефти). Концентрация асфальтенов увеличивалась за счет «высаживания» (процесс деасфальтизации) высокомолекулярных соединений легкими флюидами – газом, и низкомолекулярными жидкими УВ мигрирующих из нижележащих пород. Очевидно, что такая зона проходит через скв. 114, в нефти из которой содержание асфальтенов достигает 21%. Вместе с нефтью при испытании получено 40% воды. Миграция из глубоких горизонтов подтверждается составом газа и молекулярным составом бензиновых фракций: в газе отмечаются высокие концентрации CO_2 (до 11%), водорода (до 2%), азота (до 20%), что обычно указывает на глубинный источник газа, в бензиновых фракциях – повышенные концентрации н-алканов по сравнению с изоалканами.

Как уже отмечалось, такая миграция проявлялась ранее и продолжается на северном куполе (скв. 162: плотность – 0,908 г/см³, НК – 115°C, до 150°C – 5,0%, до 200°C – 16%, смол – 7,4, асфальтенов – 6,2%; скв. 169: плотность – 0,889, смол – 7,34%, асфальтенов – 1,39%). Углеводородные флюиды частично смешивались с сингенетическими нефтями этой зоны и мигрировали далее в меловые ловушки (пласты БС, АС). Палинологи обнаружили в нефтях Салымского месторождения палеозойские споро-пыльцевые спектры. Так, в нефти из скв. 32 (интервал 2706-2803 м) К.Р. Чепиковым выделено до 8% карбоновых спор, до 16% палеозойских акритарх, в скв. 42, 49, 109, 117 – заметное количество палеозойских микрофоссилий (1979 г.). Длительность существования «сквозных» разломов, вероятно, также разная: там, где мы отмечаем повышенные концентрации в нефти смол и асфальтенов и низкие легких фракций («тяжелые» нефти) зоны трещиноватости более старые, а где отмечаем высокие температуры НК и низкие содержания фракций до 150°C проводящие зоны трещиноватости более молодые, где формируются «средние» нефти.

Другие зоны трещиноватости формировались внутри пласта за счет генерации УВ-ных флюидов, в процессе генерации жидких УВ объем флюида увеличивался (по мнению некоторых авторов до 25%), повышалось пластовое давление (АВПД), происходил флюидоразрыв, что приводило к образованию трещин, по которым могли мигрировать по градиенту давления автохтонные УВ до участков с повышенным объемом пустотного пространства, где накапливались «легкие» нефти. Горизонтальные и субгоризонтальные трещины отмечаются в керне баженовской свиты многими исследователями. Такая зона выделяется в центральной части месторождения, в которую также происходил подток из нижележащих горизонтов (Рис. 2).

Медведева А.И. (1979, 1980) выделила из «легкой» нефти этой зоны (скв. 141, 27, 35, 72 и др.) палеозойские микрофоссилии (споры, пыльца, акритархи). Миграция флюидов в меловые ловушки здесь, вероятно, не происходила, т.к. не было «сквозных» разломов, а аргиллиты той же баженовской свиты являлись флюидоупорами.

Вариации свойств и состава нефтей продуктивного пласта Ю₀ подтверждают предположение о наличии нескольких зон разломов, возможной миграции углеводородных флюидов из подстилающих пород.

Групповой углеводородный состав нефтей

В групповом составе нефтей Салымской залежи преобладают алкановые УВ, концентрация нафтеновых УВ несколько превышает содержание ароматических. В бензиновых фракциях (до 130°C) содержание алканов – 75-80%, в средних (200-450°C) снижается до 40-50%. Лишь в «легких» нефтях (скв. 141) концентрация алканов не уменьшается в средних фракциях. Такое же соотношение классов УВ отмечается и в верхней меловой залежи пласта АС₁₂, что может также подтверждать миграцию флюидов из юрских залежей.

Групповой углеводородный состав бензинов «средней» нефти (скв. 84) и «легкой» (скв. 141) очень близок: содержание алканов – 63,1 и 64,1% соответственно. В той и другой нефти больше нормальных алканов: н-алканы (36,0%), изоалканов (28,1%) – для «средней», 32,4 и 31,7% соответственно для «легкой»; нафтенов для «легкой» нефти – 27,1 и 27,9% – для «средней». Среди нафтенов преобладают циклогексановые (ЦГ) над циклопентановыми (ЦП). Обращает на себя внимание высокая концентрация низкомолекулярных аренов – 9,8 и 8,0% (Рис. 4).

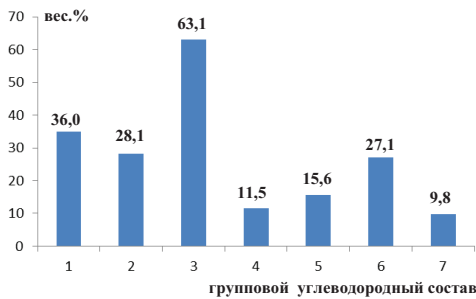
А вот коэффициенты «зрелости», основанные на соотношении концентраций индивидуальных УВ, отличаются, особенно коэффициенты Томпсона для «средней» нефти – они выше, что указывает на то, что бензины «средней» нефти более преобразованные, чем бензины «легкой» нефти (Рис. 4).

Такой состав и соотношение концентраций УВ разных классов обычно интерпретируется как показатель повышенной катагенетической преобразованности нефти. Здесь мы описали сравнение группового углеводородного состава двух нефтей. Проведенная корреляция группового углеводородного состава и различных коэффициентов, основанных на соотношении УВ разных классов, большей выборки нефтей (15 проб нефтей из разных частей Салымской структуры), показала, что также как и по физико-химическим параметрам, «выбиваются» из общей картины распределения нефти из зон, где нет спокойной обстановки в залежи, где возможно перемещение и смешение нефтей из разных продуктивных пластов.

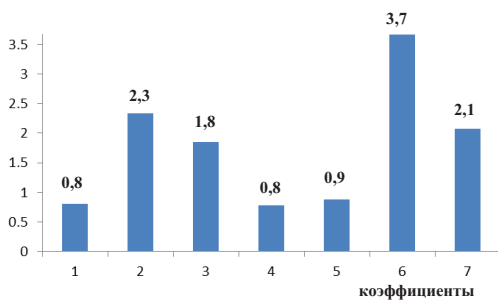
Распределение алканов C₁₀-C₃₆ средних фракций в ранее выделенных нами по физико-химическим параметрам группах «легких», «тяжелых» и «средних» нефтей, следующее (Рис. 5). В «легких» нефтях (скв. 141: 2844-2889 м, плотность – 0,804 г/см³, 80 (НК) – 200°C – 30%) максимум распределения среди н-алканов приходится на C₁₂, в сторону увеличения молекулярной массы отмечается снижение концентраций до C₃₂, в сторону низкомолекулярных УВ C₉₋₁₁ снижение концентраций более резкое. Содержание изопреноидов iC₁₁₋₁₆ выше, чем iC₁₈₋₂₀, среди них незначительно преобладает iC₁₆. Отношение iC₁₉/iC₂₀ = 2,14, пристана больше, чем фитана, что не характерно для большинства нефтей баженовской свиты. Можно отметить, что этот коэффициент из нефти (скв. 96, 3050-2887 м), предположительно пласта Ю₂, равен 1,76. Вероятно, УВ из ОВ тюменской свиты влияют на величину этого соотношения УВ «легкой» баженовской нефти.

В «тяжелой» нефти (скв. 102: 2879-2938 м, плотность – 0,871 г/см³, 120 (НК) – 200°C – 15%, самое высокое содержание твердых парафинов – 3,9%) присутствуют

Скв.84, интервал 2824-2883 м, пласт Ю₀, «средняя»

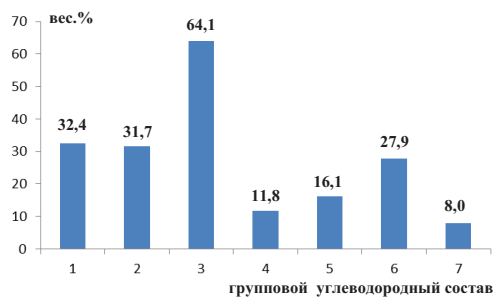


Групповой углеводородный состав: 1 – Σ н-алканы; 2- Σ изоалканы; 3- Σ алканы; 4 - Σ циклогексановые; 5 - Σ циклопентановые; 6 - ; Σ нафтены; 7- Σ арены

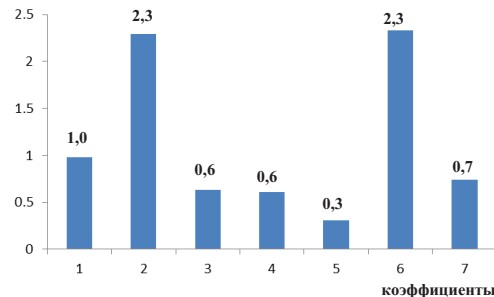


1- Σ i-алканы/ Σ п- алканы; 2- Σ алканы / Σ нафтены; 3- п-С₇/п-С₆;
Коэффициенты «зрелости»: 4 - $K_{m6} = n-C_6 / (\Sigma i-C_6 + ЦГ + МЦП)$
5- $K_{m7} = n-C_7 / (\Sigma i-C_7 + МЦГ)$; 6 – 7 - T1 – T2 – коэффициенты Томпсона

Скв.141, интервал 2844-2889 м, пласт Ю₀, «легкая»



Групповой углеводородный состав: 1 – Σ н-алканы; 2- Σ изоалканы; 3- Σ алканы, 4 - Σ циклогексановые; 5 - Σ циклопентановые; 6 - Σ нафтены; 7- Σ арены



1- Σ i-алканы/ Σ п- алканы; 2- Σ алканы / Σ нафтены; 3- п-С₇/п-С₆;
Коэффициенты «зрелости»: 4 - $K_{m6} = n-C_6 / (\Sigma i-C_6 + ЦГ + МЦП)$
5- $K_{m7} = n-C_7 / (\Sigma i-C_7 + МЦГ)$; 6 – 7 - T1 – T2 – коэффициенты Томпсона

Рис. 4. Групповой углеводородный состав бензиновых фракций НК-130°С нефтей Салымского месторождения

н-алканы до C₃₆, максимум в области C₁₃-C₁₅, от которого идет снижение концентраций в низкомолекулярную – резкое, а в высокомолекулярную – плавное. Содержание изопреноидов iC₁₁₋₁₆ сопоставимо с содержанием iC₁₈₋₂₀. Среди изопреноидов превалирует фитан, отношение iC₁₉/iC₂₀=0,89, что характерно для большинства нефтей баженовской свиты. Отмечается повышенный нефтяной фон по сравнению с другими нефтями, высокомолекулярные н-С₂₅-С₃₆ в больших концентрациях, чем в других типах нефтей (Рис. 5).

Распределение как н-алканов, так и изопреноидов в «средней» нефти (скв.84, 2824-2883 м, плотность – 0,855 г/см³, 92 (НК) – 200°С – 24%) отличается от других типов. Максимальное количество самых легких УВ этой фракции н-С₉-С₁₀ и снижение концентраций до С₃₆. Распределение изопреноидов похоже на таковое в «тяжелой» нефти, но их концентрации значительно ниже. Среди изопреноидов превалирует фитан, коэффициент iC₁₉/iC₂₀=0,93 (Рис. 5).

Как видно из описания по распределению алканов как нормальных, так и изопреноидов, все 3 нефти несколько отличаются. В «легкой» нефти необычным является преобладание концентраций пристана. Соотношение основных изопреноидов пристата и фитана признается генетическим и интерпретируется как показатель окислительно-восстановительных условий начальной стадии фоссилизации ОВ: преобладание фитана связано с восстановительными условиями седиментогенеза и раннего диагенеза, которые формировались в относительно глубоководных частях морских бассейнов, пристана – с относительно окислительными условиями, которые присущи прибрежно-морским и континентальным фациям

осадков. По описанным ранее данным, в формировании состава «легких» нефтей принимали участие УВ-флюиды из нижележащих НГМП, где ОВ содержало гумусовые компоненты (тюменская и васюганская свиты), накапливающиеся в прибрежно-морских и континентальных обстановках. Также считается, что пристан мигрирует лучше, чем фитан в газовых углеводородных растворах, что отражается на значительном преобладании пристана в газоконденсатах (коэффициент iC₁₉/iC₂₀ достигает значений 8-15). Таким образом, происходила миграция газов и легких жидких УВ из нижележащих НГМП, привнос пристана и относительное его накопление.

В «тяжелой» нефти отмечается повышенный нефтяной фон и самые высокие концентрации н-алканов С₂₅₋₃₆ и низкие С₉₋₁₃. Можно предположить миграцию легких в меловые залежи по сквозным разломам и накопление высокомолекулярных УВ как алифатических, так и циклических.

В «средней» нефти концентрация легких н-алканов средних фракций самая высокая, а вот содержание изопреноидов низкое. Как мы отмечали ранее, эти нефти формируются из микронепти самой баженовской свиты и участвуют в формировании меловых залежей. До настоящего времени происходила и происходит миграция газов и самых легких компонентов (фракции до 150°С), а вместе с ними и изопреноидов.

Для нефтей всех трех типов отношение iC₁₄/iC₁₅ меньше единицы, как и для битумоидов пород баженовской свиты.

Во всех нефтях меловой части месторождения, полученных из скв.73 (ачимовская пачка, БС₆, БС₄), распределение н-алканов и изопреноидов похожее с таковым «средней» нефти – максимальное содержание н-С₁₂ и плавное

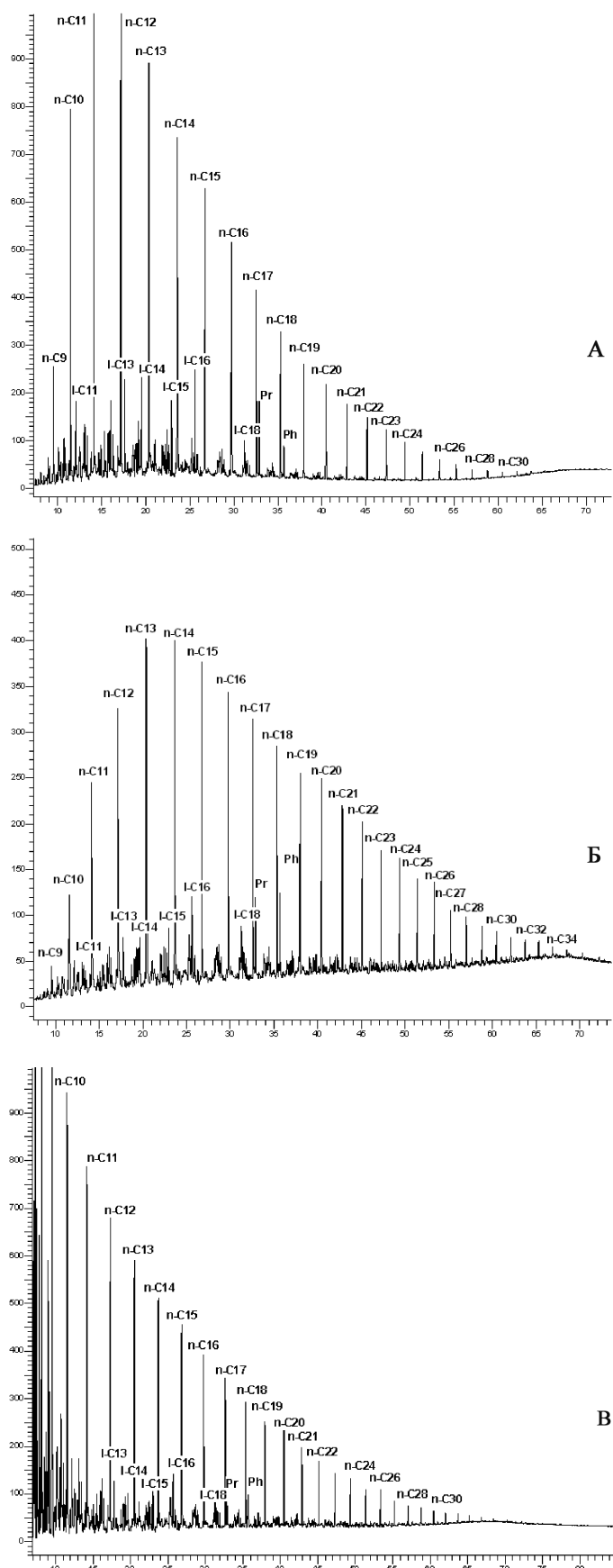


Рис. 5. Распределения алканов C_{10-36} в нефтях разного типа пласта $Ю_0$ Салымского нефтяного месторождения. А) Скв. 141, интервал 2844-2889 м, «легкая» нефть, коэффициент $iC_{19}/iC_{20} = 2,14$; Б) Скв. 102, интервал 2879-2938 м, «тяжелая» нефть, коэффициент $iC_{19}/iC_{20} = 0,89$; В) скв. 84, интервал 2824-2883 м, «средняя», коэффициент $iC_{19}/iC_{20} = 0,93$.

снижение до $n-C_{32}$, низкая концентрация изопреноидов по сравнению с n -алканами, среди них преобладает фитан, $iC_{19}/iC_{20} = 0,60-0,80$.

Для сравнения состава алканов нефтей и битумоидов из пласта $Ю_0$ было проэкстрагировано хлороформом методом холодной экстракции 5 образцов керн из скв. 118 (северный купол) из интервала 2751-2772 м (нефть из этой скважины получена в интервале 2898-2934 м) и скв.49 из интервала 2801-2811 м (нефть из этой скважины получена в интервале 2820-2830 м). Общий вид хроматограмм битумоидов скв.118 очень похож на хроматограммы нефтей средних фракций, но самые легкие $n-C_{9-13}$ отсутствуют. В них показательны повышенные концентрации изопреноидов как iC_{14-16} , так и iC_{18-20} , но в отличие от нефтей пристан несколько преобладает над фитаном, коэффициент $iC_{19}/iC_{20} = 1,03 - 1,08$. В битумоиде из скв.49 этот коэффициент увеличивается до 1,13, а общая концентрация изопреноидов iC_{18-20} ниже, чем iC_{14-16} , как и в нефтях центральной зоны, где преобладают «легкие» нефти. Из сравнения можно заключить, что битумоиды представляют собой микроневть, легкие фракции которой уже мигрировали в залежи пласта. Тем более что в групповом составе битумоидов отмечается повышенное по сравнению с нефтями содержание асфальтенов, в которых серы более 2%, запах сернистых соединений не ощущается, что заставляет предполагать сульфидную форму серы как основную. По данным Козловой Е.В. и др. (2015 г.) в хлороформенных битумоидах баженовской свиты Салыма содержание асфальтенов может достигать 24,5%.

На диаграмме Кеннона и Кессоу, по которой можно оценить степень зрелость нефти и условия накопления исходного для нефти ОВ, все описанные нефти Салымского месторождения попадают в постзрелую область. Исходное ОВ для «легкой» нефти накапливалось в прибрежно-морских и/или лагунных обстановках, условия раннего диагенеза – слабо или умеренно восстановительные. «Средние» и «тяжелые» – в мелководно морских, условия ранней фоссилизации – сильно восстановительные.

Почти для всех нефтей и битумоидов пласта $Ю_0$ характерно преобладание концентраций фитана над пристаном, что выражается в значениях отношения iC_{19}/iC_{20} меньше или близкое к единице. Считается, что основным источником изопреноидов являются спирт фитол – фрагмент молекулы хлорофилла – биокатализатора реакции фотосинтеза, и спирт фарнезол из липидолипоидов живого вещества (ЖВ) бактерий. Кроме этих спиртов многочисленные термофильные, галофильные, сульфатредуцирующие и другие бактерии содержат фитанильные эфиры, молекулы которых построены из изопреновых кирпичиков. Из фитола в восстановительных условиях начальной стадии фоссилизации ОВ образуется фитан, в относительно окислительных – пристан. Причины формирования восстановительной обстановки в осадке и далее в раннем диагенезе объясняют по разному. Высокая биопродуктивность фитопланктона способствует этому. Поступающее на дно бассейна ОВ частично окисляется в процессе метаболизма бактерий, создается анаэробная обстановка. Так сульфатредуцирующие бактерии продуцируют сероводород, анаэробная обстановка при этом отмечается в современных осадках уже при толщине осадка в несколько сантиметров.

В.А. Захаров (2006 г.) включает в объяснение больше причин – палеогеографические, гидрогеологические и геодинамические. По его мнению, преобладание скорости погружения дна бассейна над скоростью преимущественно биогенного осадконакопления приводило к накоплению ОВ сапропелевой природы в пределах псевдоабиссальной впадины с огромными размерами зеркала вод, системой поверхностных и донных течений. Сохранению и консервации ОВ способствовали низкая слабо расчлененная окружающая суша с преобладающими процессами химического выветривания, полузакмнутый характер Западно-Сибирского моря и наличие подводного порога на выходе в открытый арктический бассейн. В районе полуострова Ямал, вероятно, существовало подводное поднятие, вертикальные движения которого регулировали поступление водных масс и аэрацию на дне впадины. Благодаря вертикальным движениям на месте этого порога в придонных водах и под поверхностью осадок-вода периодически возникали анаэробные и дизаэробные условия, благоприятные для консервации ОВ.

Гусева А.Н., Климушина Л.П. (1980 г.) объясняют существование восстановительной обстановки и высокие концентрации ОВ в баженовской свите тектонической активностью в титон-берриасское время, в результате которой формировались дизъюнктивные нарушения в палеозойских породах, что в свою очередь разрушало уже существующие залежи нефти, разломы служили путями миграции флюидов на поверхность земли. При этом мог происходить и вынос углеводородных растворов из скоплений нефти. Возможно, эти растворы частично поглощались осадками титон-берриасского моря, частично поднимались на морскую поверхность и создавали молекулярную пленку. Такой процесс происходит при современных разливах во время аварий судов и морских буровых скважин. Наличие пленки нефти приводит к катастрофическим последствиям, в частности к массовой гибели гетеротрофных и угнетению многих автотрофных организмов.

В придонной части практически перестают развиваться бентосные организмы, в баженовской свите очень мало остатков бентосных организмов. Тяжелые компоненты УВ-ных растворов (смолы и асфальтены) адсорбировались в пустотном пространстве осадка, обволакивая остатки некромы водорослей, спор, сорбировались на минеральных зернах и преобразовывались вместе при погружении, превращаясь в битумы. Возможно, ОВ керогеново-глинисто-кремнистых литофизических типов пород представляет собой агрегаты автохтонного ОВ (кероген плюс микронепть) и битума, образовавшегося из более преобразованной нефти палеозойских залежей. Косвенным доказательством этому предположению может быть результат пиролитического анализа (Тмах), проведенного после экстракции баженовских керогеново-глинисто-кремнистых прослоев Салымского месторождения. Его значения увеличились на 6-11°C по сравнению с непроэкстрагированными породами (Козлова и др., 2015). Повышенное содержание асфальтенов (до 24%) в ОВ баженовской свиты также может быть следствием этого процесса.

Разная степень «зрелости» баженовской свиты, определенной разными методами: пиролиз (Козлова и

др., 2015), по спорам (Ровнина, 1980), по степени преобразования глинистых минералов (Ушатинский, 1982) не дает однозначных ответов для объяснения такого несоответствия.

Диапазон изменения значений физико-химических параметров нефтей, полученных из баженовской свиты других месторождений Широкого Приобья, не превышает и даже ниже колебаний таковых для Салымского месторождения. Величина плотности изменяется от 0,833 (месторождение Декабрьское) до 0,918 г/см³ (Мултановское), исключение составляют нефти Верхнесалымского месторождения – 0,824-0,854 г/см³, содержание бензиновых фракций – 19,0-32,0%, смол – 1,9-12,4%, асфальтенов – 0,24-12,4%, твердых парафинов – 1,30-4,3%, серы – 0,15-1,27%. В нефти Конитлорского месторождения содержание асфальтенов (12,4%) даже превышает содержание смол (4,6%). Это свидетельствует о том, что такое повышение концентрации асфальтенов нельзя объяснить только относительным их накоплением, а предполагает наличие поступления легких углеводородных флюидов, «высаживающих» асфальтены как и на Салымском месторождении, что требует значительного поступления легких УВ. По содержанию в нефтях серы наблюдается определенная зональность: наиболее сернистыми являются нефти Сургутского свода (более 1%). По мере удаления от свода сернистость нефтей уменьшается на восток к Вартовскому своду, и на запад к Красноленинскому, на север (Губкинское) также идет уменьшение сернистости. Коэффициент iC_{19}/iC_{20} для нефтей залежей пласта ЮС₀ меньше или немного превышает единицу.

Лопатин Н.В. с соавторами (2000 г.) нефти пласта ЮС₀ Сахалинско-Западно-Ай-Пимской зоны на западе Сургутского свода Западной Сибири по распределению алканов и изопреноидов относят к единому баженовскому генетическому семейству нефтей морского источника. Коэффициент iC_{19}/iC_{20} меньше или чуть больше единицы считается генетическим. Такого же мнения придерживается Гончаров И.В. (1986). Все нефти залежей в баженовской свите генетически связаны и по биомаркерам, хорошо коррелируются с битумоидами баженовского ядра тех же площадей. Баженовские нефти и битумоиды обнаруживают подобное распределение стеранов, диастеранов, три- и пентациклических гопанов, различных критериев зрелости. Нефти и битумоиды имеют те же самые геохимические индикаторы морской восстановительной среды седиментации осадков, включая присутствие С₃₀-стеранов, высокий С₃₅-гомогопановый индекс, обилие 28,30-бисноргопана и т.д. Другого вывода и не должно быть, когда сравниваются микронепть НГМП и сингенетичные нефти из скоплений в этой же толще.

Выводы

Изучение свойств и состава нефтей и битумоидов на разных аналитических уровнях совместно с геологическими особенностями строения и термобарическими характеристиками пласта ЮС₀ Салымского месторождения позволяют сделать следующие выводы.

В пласте ЮС₀ Салымского месторождения нет единой залежи, на что указывают вариации физико-химических параметров свойств и состава нефти по разрезу и площади распространения пласта. Не отмечается гравитационного

перераспределения свойств нефти по глубине залегания. Подтверждением этому являются также различие дебитов скважин и вариации пластовой температуры.

По физико-химическим параметрам свойств и состава нефти условно выделены 3 типа нефтей: «легкие» (аддитивная величина плотности – 0,771-0,819 г/см³), «тяжелые» (0,871-0,908 г/см³) и «средние» (0,825-0,866 г/см³).

Нефти «легкого» типа имеют низкие температуры начала кипения и содержат большое количество бензиновых фракций (29,0-54,0%). «Легкие» нефти локализируются в центральной части Салымской структуры, в пределах которой отмечается высокая пластовая температура (125-138°C) и почти повсеместно АВПД. К периферии структуры температура снижается до 100-90°C. Формирование скоплений легких нефтей осуществлялось за счет микронепти баженовской НГМП и УВ-флюидов из низезалегающих НГМП (васюганская, тюменская свиты и возможно палеозойские породы) по зонам трещиноватости, которые «затухали» в глинисто-карбонатно-кремнистых отложениях, служившие в этом случае флюидопорами.

Нефти «тяжелого» типа формировались в зонах «сквозных» разломов относительно древнего заложения. Содержат повышенное количество смол и асфальтенов, что связано с процессами деасфальтизации и относительного накопления высокомолекулярных компонентов при долговременном поступлении газов и легких жидких УВ в залежь. Нефти характеризуются высокими температурами начала кипения и низким содержанием бензиновых фракций (7,6-18,5%). Они приурочены в основном к южной и северо-восточной периферийным зонам.

Вариации плотности «средних» нефтей зависят также от количества бензиновых фракций и содержания смол и асфальтенов, значительно от содержания легких УВ. Температура начала кипения этих нефтей часто совпадает с этой характеристикой легких нефтей, но в них обычно мало самых легких фракций до 150°C. Ареал распространения подобных нефтей самый широкий, в их формировании принимала участие микронепть баженовской свиты и аллохтонные легкие УВ-флюиды из подстилающих толщ, но «сквозные» разломы более молодые, миграция легких фракций продолжалась вплоть до меловых залежей.

Нефти залежей в пласте ЮС₀ формировались из автохтонной микронепти и УВ-ных флюидов нижележащих НГМП васюганской, тюменской свит и, возможно, палеозойских пород. Вероятно, средние фракции – это, в основном, аккумулятивная микронепть баженовской свиты, а легкие фракции и газ частично мигрировали из нижележащих горизонтов, растворяя по пути миграции более тяжелые компоненты, пополняя ими макронепть в залежах.

Состав и соотношение индивидуальных УВ в бензинах дает основание предполагать смешение в их составе легких компонентов, генерированных разными по степени зрелости НГМП.

В пределах месторождения предполагаются зоны разломов и трещиноватости разного генезиса и длительности существования: «сквозные» разломы длительного существования, которые способствовали формированию

«тяжелых» нефтей, и более молодые; те и другие являлись путями миграции УВ-флюидов для скоплений нефти в меловых отложениях. Формированию «легких» нефтей способствовали разломы, деформировавшие палеозойские и ниже-среднеюрские породы, но затухающие в баженовской толще, которая в этом случае являлась флюидопором для мигрировавших легких УВ и газа из палеозойских скоплений. Генерация жидких и газообразных флюидов в самой толще являлась причиной повышения пластового давления, возникала трещиноватость внутри пласта, способствующая первичной миграции при формировании микронепти и нефтяных залежей в пласте Ю₀.

Коэффициент iC_{19}/iC_{20} меньше или чуть больше единицы для сингенетичных нефтей пласта Ю₀, как и для большинства нефтей НГМ баженовской свиты в залежах центральных районов Западной Сибири, является генетическим там, где отсутствует привнос УВ-ных флюидов из других НГМП. Таким же коэффициентом является iC_{14}/iC_{15} , который для большинства нефтей пласта Ю₀ также меньше единицы.

Причины возникновения восстановительной обстановки в осадке баженовского морского бассейна и в породах ранней подстадии диагенеза (начальная стадия фоссилизации ОВ) остаются дискуссионными.

Литература

- Баженовский горизонт Западной Сибири. 1986. Новосибирск: Наука. 216 с.
- Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирихина Т.А., Коробова Н.И., Корост Д.В., Соболева Е.В., Ступакова, А.В., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Шарданова Т.А. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти из них. *Геология нефти и газа*. 2013. № 3. С. 48-61.
- Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. М: Недра. 1987.
- Захаров В.А., Сакс В.Н. Баженовское (волжско-берриасское) море Западной Сибири. Палеобиогеография и биостратиграфия юры и мела Сибири. *Тр. ИГГ СО РАН*. 1983. Вып. 528. С. 5-32.
- Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии. Эволюция биосферы и биоразнообразия. М: Товарищество научных изданий КМК. 2006. С. 552-568.
- Зубков М.Ю. Коллекторы в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза. *Геология нефти и газа*. 2014. № 5. С. 58-72.
- Климушина Л.П., Гусева А.Н. Нефти баженовской свиты Салымского месторождения. В сб.: Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М: Недра. 1980. С. 95-119.
- Клубова Т.Т., Климушина Л.П., Медведева А.И. Особенности формирования залежей нефти в глинах баженовской свиты. В сб.: *Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири*. М: Недра. 1980. С. 128-147.
- Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Пронина Н.В., Полудеткина Е.Н., Костенко О.К., Юрченко А.Ю., Борисов Р.С., Бычков А.Ю. Калмыков А.Г., Хамидуллин Р.А., Стрельцова Е.Д. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогеносыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь). *Вест. моск. ун-та*. Сер. 4. Геология. 2015. № 5.
- Лопатин Н.В., Емец Т.П. Нефтегенерационные свойства баженовской свиты на территории Ханты-Мансийского АО. В сб.: *Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО*. Под ред. В.И. Шпильмана, В.А. Волкова. 1999. С. 134-161.
- Лопатин Н.В., Кос И.М., Емец Т.П. Баженовская нефтяная система в зоне сочленения Сургутского и Няминского сводов Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. № 1. 2000.

Ровнина Л.В. Характеристика микрофоссилий и уровня катагенеза органического вещества отложений баженовской свиты В сб.: *Нефтеоспособность баженовской свиты Западной Сибири*. М: Недра. 1980. С. 176-182.

Ушатинский И.Н., Ибрагимова Т.А. Особенности литологического строения баженовской свиты (месторождение Большой Салым). *Нефтегазовая геология и геофизика*. 1982. № 11. С. 12-13.

Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С. 1984. Палеогеография и нефтеоспособность баженовской свиты Западной Сибири. М: Наука. 35 с.

Халимов Э.М., Колесникова Н.В. Оценка экономической эффективности освоения запасов нефти в баженовской свите. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2004. № 4.

Сведения об авторе

Елена Всеволодовна Соболева – доцент, кандидат геолого-минералогических наук, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Тел: +7 (495)939 37 66, e-mail: phitan@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 26.02.2017

Принята к публикации 01.04.2017

Опубликована 20.05.2017

Formation of the oil composition of the Yu₀ Bazhenov formation, Salym oil field

E.V. Soboleva

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

Abstract. The Bazhenov horizon of Western Siberia has been studied in considerable detail from different perspectives and different methods, a large number of studies have been devoted to a wide range of issues related to the lithological composition of rocks, their reservoir properties, the study of organic matter, properties and composition of oil at various analytical levels, and many others.

This work is devoted to restoring conditions for the formation of oil properties and composition of the Yu₀ Salym oil field, based mainly on the geochemical aspects of the study of oil changes both in area and in the section within the productive layer of Salym structure, using some geological data, such as structural plan for the reflecting horizon B (the roof of the Bazhenov formation), having a complex configuration, reservoir temperatures and pressure, well flow rates, and others. There is no single reservoir at the Salym field in the Yu₀ formation.

For the conclusions of the geological-geochemical interpretation, a sampling of 61 samples of oil from exploration, appraisal and production wells of the initial stages of production was used, since in the future when oil is extracted, the ecology in the deposits changes, and 21 samples of oil from other fields in the West Siberian oil and gas basin. Conventionally, three types of oils are distinguished, differing in their physicochemical parameters, group hydrocarbon and molecular composition. It was suggested that in addition to the own organic matter of the Bazhenov formation, hydrocarbon fluids of the Vasyugan, Tyumen formations and possibly Paleozoic rocks were involved in the formation of the oil composition. The flow of light liquid hydrocarbons and gases occurred along the zones of faults of different genesis and duration of existence.

Keywords: oil, hydrocarbon, the Bazhenov horizon, Yu₀ formation, faults

For citation: Soboleva E.V. Formation of the oil composition of the Yu₀ Bazhenov formation, Salym oil field. *Georesursy = Georesources*. 2017. Special issue. Part 2. Pp. 144-154. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.15>

References

- Bazhenovskii gorizont Zapadnoi Sibiri [Bazhenovsky horizon of Western Siberia]. 1986. Novosibirsk: Nauka Publ. 216 p. (In Russ.)
- Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Korost D.V., Soboleva E.V., Stupakova, A.V., Fadeeva N.P., Khamidullin R.A., Shardanova T.A. Regularities of the structure of the Bazhenov horizon and the upper reaches of the Abalak formation in connection with the prospects of oil extraction from them. *Geologiya nefiti i gaza = The geology of oil and gas*. 2013. No. 3. Pp. 48-61. (In Russ.)
- Goncharov I.V. Geokhimiya neftei Zapadnoi Sibiri [Geochemistry of oils of Western Siberia]. Moscow: Nedra Publ. 1987. (In Russ.)
- Zakharov V.A., Saks V.N. Bazhenov (Volga-Berrias) sea of Western Siberia. *Paleobiogeografiya i biostratigrafiya yury i mela Sibiri* [Paleobiogeography and biostratigraphy of Jurassic and Cretaceous of Siberia]. *Tr. IGG SO RAN*. 1983. Is. 528. Pp. 5-32. (In Russ.)
- Zakharov V.A. Conditions for the formation of the Volga-Berrias high-carbon bazhenov suite of Western Siberia according to the data of paleoecology. *Evolyuitsiya biosfery i bioraznoobraziya* [Evolution of the biosphere and biodiversity]. Moscow: Tovarishestvo nauchnykh izdaniy KMK. 2006. Pp. 552-568. (In Russ.)
- Zubkov M.Yu. Collectors in the bazhen-Abalaksy complex of Western Siberia and methods of their forecasting. *Geologiya nefiti i gaza = The geology of oil and gas*. 2014. No. 5. Pp. 58-72. (In Russ.)
- Klimushina L.P., Guseva A.N. Oils of the Bazhenov suite of the Salym field. V sb.: *Neftenosnost' bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri* [Oil-bearing capacity of the Bazhenov suite of Western Siberia: Coll. papers]. Moscow: Nedra Publ. 1980. Pp. 95-119. (In Russ.)
- Klubova T.T., Klimushina L.P., Medvedeva A.I. Features of the formation of oil deposits in the clays of the Bazhenov suite. V sb.: *Neftenosnost' bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri* [Oil-bearing capacity of the Bazhenov suite of Western Siberia: Coll. papers]. Moscow: Nedra Publ. 1980. Pp. 128-147. (In Russ.)
- Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Pronina N.V., Poludetkina E.N., Kostenko O.K., Yurchenko A.Yu., Borisov R.S., Bychkov A.Yu. Kalmykov A.G., Khamidullin R.A., Strel'tsova E.D. Technology of the study of geochemical parameters of organic matter of kerogen-saturated deposits (on the example of the Bazhenov suite, Western Siberia). *Moscow University Geology Bulletin*. 2015. No. 5. (In Russ.)
- Lopatin N.V., Emets T.P. Petroleum generation properties of the Bazhenov suite on the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Region. V sb.: *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO* [Ways of realizing the oil and gas potential of KhMA: Coll. papers]. Ed. V.I. Shpilman, V.A. Volkov. 1999. Pp. 134-161. (In Russ.)
- Lopatin N.V., Kos I.M., Emets T.P. Bazhenov's oil system in the junction zone of the Surgut and Nihaminsky vaults of Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil fields]. 2000. No. 1. (In Russ.)
- Rovнина L.V. Characteristics of microfossils and level of organic matter catagenesis of the Bazhenov suite sediments. V sb.: *Neftenosnost' bazhenovskoi*

svity Zapadnoi Sibiri [Oil-bearing capacity of the Bazhenov suite of Western Siberia: Coll. papers]. Moscow: Nedra Publ. 1980. Pp. 176-182. (In Russ.)

Ushatinskii I.N., Ibragimova T.A. Features of the lithological structure of the Bazhenov Formation (Bolshoy Salym deposit). *Neftegazovaya geologiya i geofizika = Oil and gas geology and geophysics*. 1982. No. 11. Pp. 12-13. (In Russ.)

Filina S.I., Korzh M.V., Zonn M.S. Paleogeography and oil content of the Bazhenov Formation of Western Siberia. Moscow: Nauka Publ. 1984. 35 p. (In Russ.)

Khalimov E.M., Kolesnikova N.V. Assessment of economic efficiency of oil development in the Bazhenov suite. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2004. No. 4. (In Russ.)

About the Author

Elena V. Soboleva – Associate Professor, PhD in Geology and Mineralogy, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1
Phone: +7 (495)939 37 66
e-mail: phitan@yandex.ru

Manuscript received 26 February 2017;

Accepted 1 April 2017;

Published 20 May 2017