

# РОССИЙСКАЯ НЕФТЬ БАЖЕНОМ ПРИРАСТАТЬ СТАНЕТ

*А.Т. Панарин, А.В. Фомин*  
*АО «Русь-Ойл», Москва, Россия*

Истощение ресурсов нефти и газа традиционных месторождений предопределяет поиск новых источников углеводородного сырья. Наибольшим потенциалом добычи в нашей стране обладает самая большая в мире сланцевая формация – баженовская свита. Кроме того, баженовская свита, расположенная в районах с развитой нефтегазодобывающей инфраструктурой, и ее освоение имеет для страны огромное социальное значение.

Однако, несмотря на довольно значительный период изучения данной формации, многие вопросы геологического строения, выделения продуктивных зон и методов рентабельной разработки остаются открытыми. Поэтому для всестороннего изучения этого уникального объекта необходимо привлечение широкого комплекса геохимических, геофизических и геолого-промысловых методов. В последние годы решению проблем рентабельной разработки способствует также расширение опытно-промышленных работ, проводимых как крупными, так и средними нефтегазодобывающими компаниями.

**Ключевые слова:** сланцевая формация, баженовская свита, геологическое строение, выделение продуктивных зон, методы рентабельной разработки

**DOI:** 10.18599/grs.18.4.11

**Для цитирования:** Панарин А.Т., Фомин А.В. Российская нефть баженом прирастать станет. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 2. С. 325-330. DOI: 10.18599/grs.18.4.11

Россия является одним из признанных мировых лидеров по добыче нефти и газа, но истощенность традиционных месторождений требует изыскивать новую ресурсную базу по масштабам сопоставимую с крупнейшими разрабатываемыми нефтегазоносными провинциями. В качестве равнозначной альтернативы рассматриваются освоение арктического шельфа и огромного потенциала самой большой в мире сланцевой формации – баженовской свиты (БС). Если разработка арктического шельфа связана с созданием инфраструктуры в суровых непригодных для постоянного проживания человека районах, то баженовская свита развита в районах со сложившейся нефтедобывающей инфраструктурой. Ее освоение для России имеет огромное социальное значение, так как снижение добычи нефти и газа в Западной Сибири скажется на экономическом состоянии страны.

Так, оценка ресурсной базы легкой нефти БС колеблется от 600 млн до 174 млрд т (середина этого диапазона больше, чем суммарные геологические запасы легкой нефти всех известных нефтегазоносных провинций России вместе взятых). Разработка достоверной геологической модели залежей нефти в БС, на основе которой можно планировать рентабельную разработку, является главной задачей, стоящей перед геологами. Но у исследователей нет единого мнения по поводу ее геологического строения. Особенно в вопросе выделения продуктивных зон. Только геологических моделей разработано более десятка. До последнего времени основной господствующей теорией представлялось, что главными проводниками нефти в БС являются глины, обогащенные органическим веществом (ОВ), листоватые и разсланцованные за счет аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Поэтому механизированная добыча, при которой создается значительная депрессия на пласт, категорически противопоказана. В 2007 году на основе данных каротажа в открытом стволе, единичных образцов керн и промыслово-геофизических исследований фонтанирующих скважин, специалистами ЗАО «МиМГО им. В.А. Двуреченского»

под руководством В.С. Славкина выдвинута гипотеза, что основным проводником нефти в БС на Средне-Назымском и Галяновском месторождениях являются плотные карбонатизированные трещиноватые прослои (Славкин и др., 2007). Справедливости ради, необходимо отметить, что одним из первых, кто стал связывать продуктивность БС с плотными пропластками, был М.Ю. Зубков с коллегами (1999 и 2002 г.). Уже с 2007 года БС на Средне-Назымском месторождении стали эксплуатировать с использованием ЭЦН и стимулировать притоки путем соляно-кислотных обработок.

Позднее по результатам изучения керн с 100% выносом, было выявлено, что основными проводниками нефти в БС на западе Широкого Приобья являются вторично преобразованные слои радиоларитов, которые в зависимости от характера этих преобразований становятся апорадиоларитовым известняком, апорадиоларитовым доломитом или силицитом (апорадиоларитом). Эти прослои имеют в основном порово-трещинный характер пустотности, пористость некоторых достигает 16 %, проницаемость – 10 мД. В поле каротажных кривых они имеют каротажный облик плотных прослоев.

Уникальность БС как сланцевой формации заключается не только в ее размерах (более одного млн км<sup>2</sup>), но и в ее естественных фонтанах, которые выделяют ее из других сланцевых формаций мира. Ни одна из формаций не характеризуется столь мощными естественными притоками. Фонтанные дебиты БС могут достигать сотни кубометров в сутки, при этом, более чем в трети скважин притоки не были получены вообще. Наибольший дебит, приведенный в официальной статистике, составляет 1248 м<sup>3</sup>/сут по скважине №141-Р Салымского месторождения.

Однако, необходимо отметить, что для представления адекватной модели строения этого уникального объекта необходимо привлечение самого широкого комплекса геохимических, геофизических и геолого-промысловых методов изучения. Результаты геохимических анализов, проведенных под руководством М.Д. Дахновой, показали

неравномерное распределение различных компонентов органического вещества по разрезу. Предпринята также попытка определения протяженности пластовых резервуаров и оценки их флюидосообщаемости с помощью одного из методов резервуарной геохимии (Дахнова и др., 2007).

БС является нефтематеринской толщей, в которой процесс преобразования ОВ еще не завершен. Часть образованных УВ еще не утратили генетическую связь с исходным ОВ и находятся в запечатанных порах, которые образовались из-за перехода части твердой органики в жидкую. Эту нефть еще называют прото-(микро-)нефтью, а в органической химии эти УВ принято называть автохтонными. Именно за счет них в БС образуется АВПД, по тому что объем генерируемых битумоидов больше объема исходного ОВ. Кроме автохтонных (связанных) есть еще подвижные (мобильные) УВ, которые утратили связь с

исходным ОВ, но при этом не покинули нефтематеринскую толщу. Они называются параавтохтонными, а соответствующую нефть – макронфтью. На рис. 1 показано, как можно отличить параавтохтонные УВ от автохтонных.

По своей сути, этот метод, разработанный в геохимическом центре ВНИГНИ под руководством М.В. Дахновой, является независимым геохимическим методом выделения коллекторов в сланцевых формациях.

В настоящее время на ряде месторождений Западной Сибири проводятся опытно-промышленные работы, и ведется добыча нефти. Мултановское нефтяное месторождение расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 85 км юго-восточнее от г. Пыть-Ях и в 110 км от г. Сургут. Мултановское месторождение открыто в 1999 году. Нефтегазоносность приурочена к отложениям

№ п/п	Параметры	Пласт Ю <sub>0</sub>	Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Пласт Ю <sub>2,3</sub>	
				р-он скв. №12	р-он скв. №9
1	Средняя глубина залегания, м	2773-2865	2874,6-2912	2907,2-2927,6	2976-2986
2	Тип залежи	Массивная	Пластово-сводовая	Литологически экранирующая	Литологически экранирующая
3	Тип коллектора	Карбонатный трещинно-кавернозный	Терригенный поровый	Терригенный поровый	Терригенный поровый
4	Площадь нефтегазоносности, тыс м <sup>2</sup>	13600	61600	61617	18528
5	Средняя общая толщина, м	28-30	13-23	26-27	
6	Средняя эффективная нефтенасыщ. толщина, м	3,8	5,7	4,8	4,6
7	Пористость, %	10	16	15	15
8	Средняя нефтенасыщенность, дол ед	0,9	0,68	0,64	0,64
9	Проницаемость, мкм <sup>2</sup> *10 <sup>-3</sup>	5*	32,5	1,6	1,6
10	Коэффициент песчаности, д. ед.	н/опр	0,08-0,63	0,1-0,22	
11	Расчлененность, ед.	н/опр	2-13	3-5	
13	Начальное пластовое давление, МПа	31,0	29,5	30**	30**
14	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,67	0,86	2,14**	2,14**
15	Плотность нефти в пл. усл., г/см <sup>3</sup>	0,783	0,715	0,825	0,825
16	Плотность нефти в поверхностных усл., г/см <sup>3</sup>	0,876	0,859	0,88	0,88
17	Абс. отметка ВНК, м	н/опр	-2810	-2889	-2919
18	Объемный коэф нефти, д. е.	1,22	1,4	1,15	1,15
19	Пересчетный коэффициент нефти, д. е.	0,82	0,714	0,87	0,87
20	Содержание серы в нефти, %	1,51	1,84	1,63-1,7	
21	Содержание парафина в нефти, %	2,39	1,27	2,45-2,62	
22	Давление насыщения нефти газом, МПа	16,8*	24,7	8**	8**
23	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	73	133,9	30	30
24	Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	н/опр	1,014**	1,004**	1,004**
25	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут*МПа	н/опр	0,86	н/опр	0,01
26	Коэффициент вытеснения, д. ед.		0,478	0,436	0,436

Табл. 1. Геолого-геофизическая характеристика продуктивных отложений Мултановского месторождения. Примечание: \* – по аналогии с Салымской группой месторождений. \*\* – по аналогии с Угутской группой месторождений.

баженовской, васюганской и тюменской свит верхней и средней юры (пласты Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>1-2</sub>, Ю<sub>2-3</sub>). Поисковый этап на Мултановской площади начался в 1971 году бурением поисковой скв. № 2 Правдинской НРЭ в сводовой части северного купола Мултановской структуры. С глубины 2796 м (ориентировочно кровля БС) началось аварийное нефтегазопроявление. Скважина была ликвидирована без спуска эксплуатационной колонны. Поисковая скв. № 12

пробурена в 1999 году в присводовой части Мултановской структуры ЗАО «Правдинская НГРЭ». Из пласта Ю<sub>0</sub> в интервале 2790-2819 м получен приток нефти дебитом 15,6 м<sup>3</sup>/с. Геолого-физическая характеристика пластов Мултановского месторождения представлена в таблице 1.

Геологический профиль продуктивных отложений показан на рис. 2. Сопоставление описания керна, комплекса ГИС, а также результатов испытания в открытом стволе

Рис. 1. Сопоставление содержания органического вещества (Сорг) и свободных нефтеподобных УВ в единице массы горной породы (по методу М.В. Дахновой).

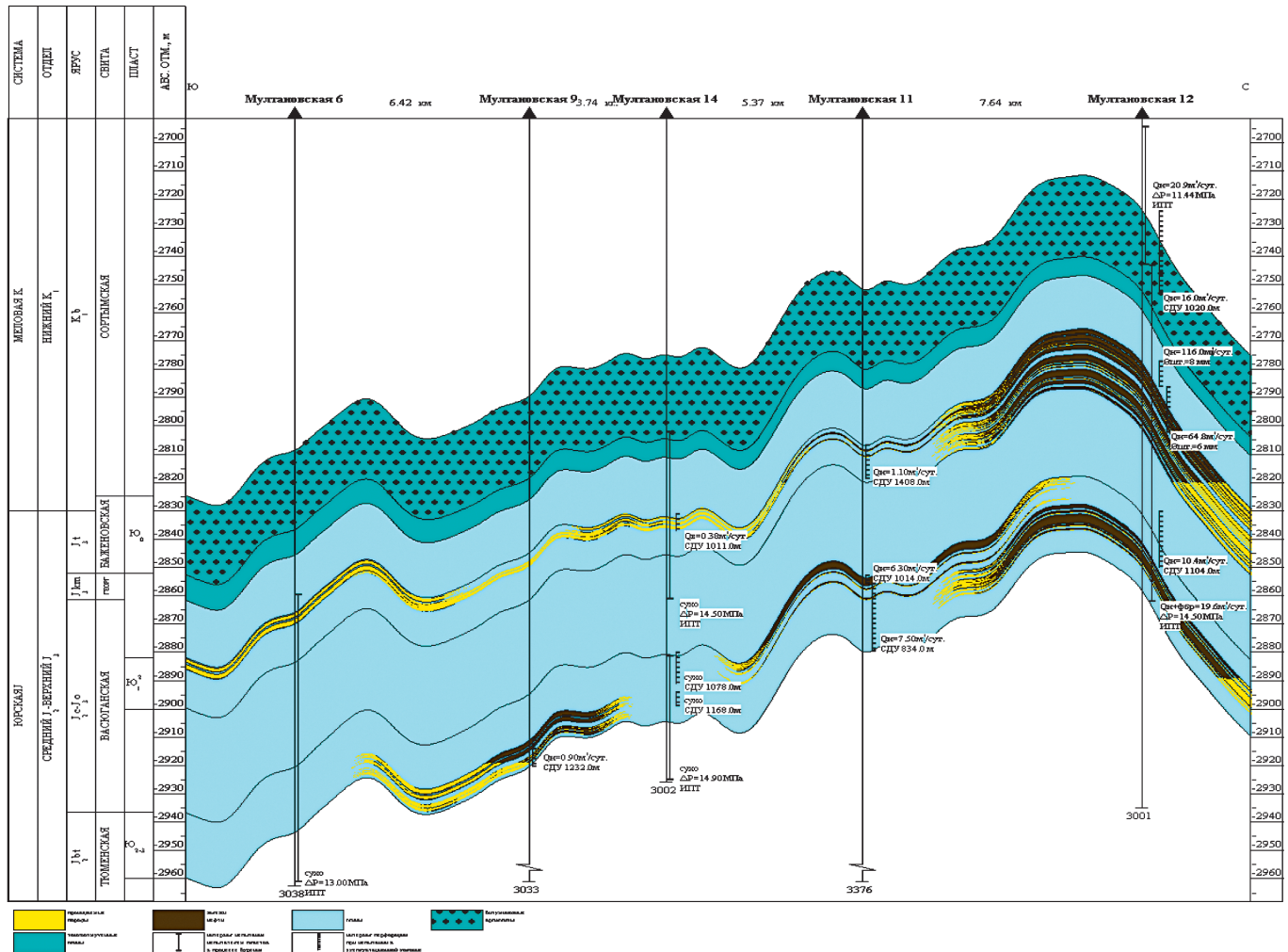
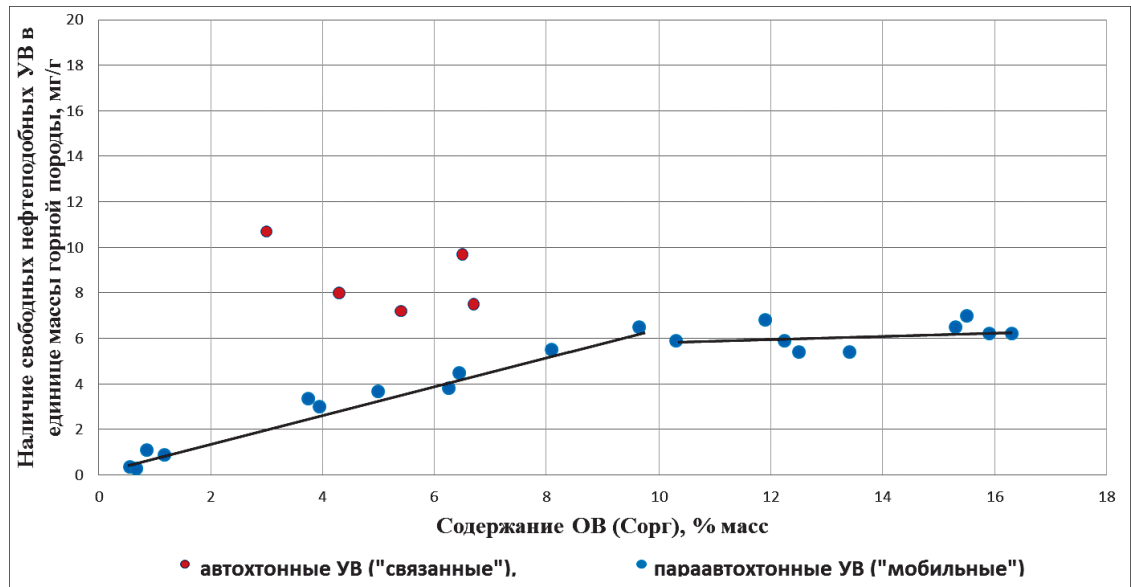


Рис. 2. Геологический профиль продуктивных пластов Мултановского месторождения.

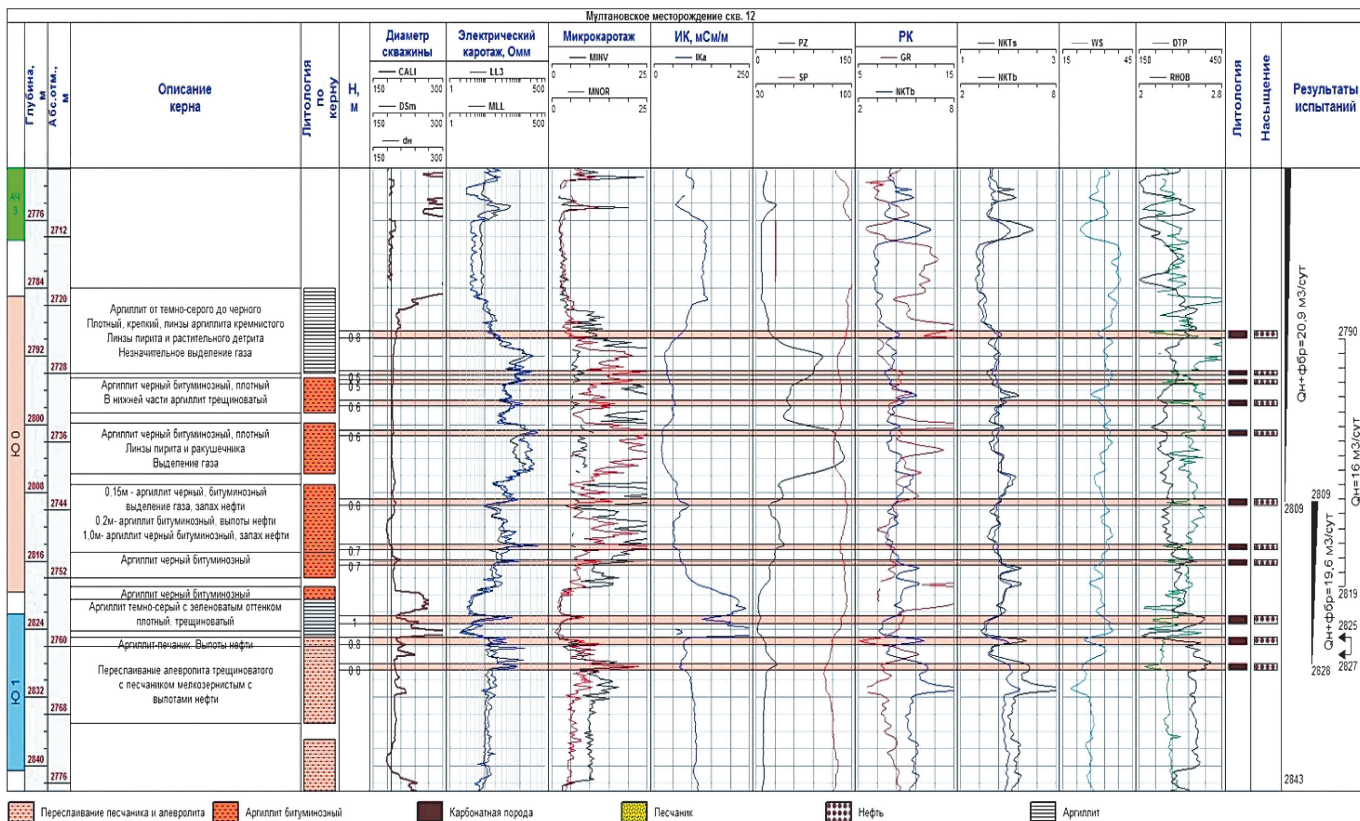


Рис. 3. Сопоставление керна, ГИС, результатов испытаний в открытом стволе и в эксплуатационной колонне по скв. № 12 Мултановского месторождения.

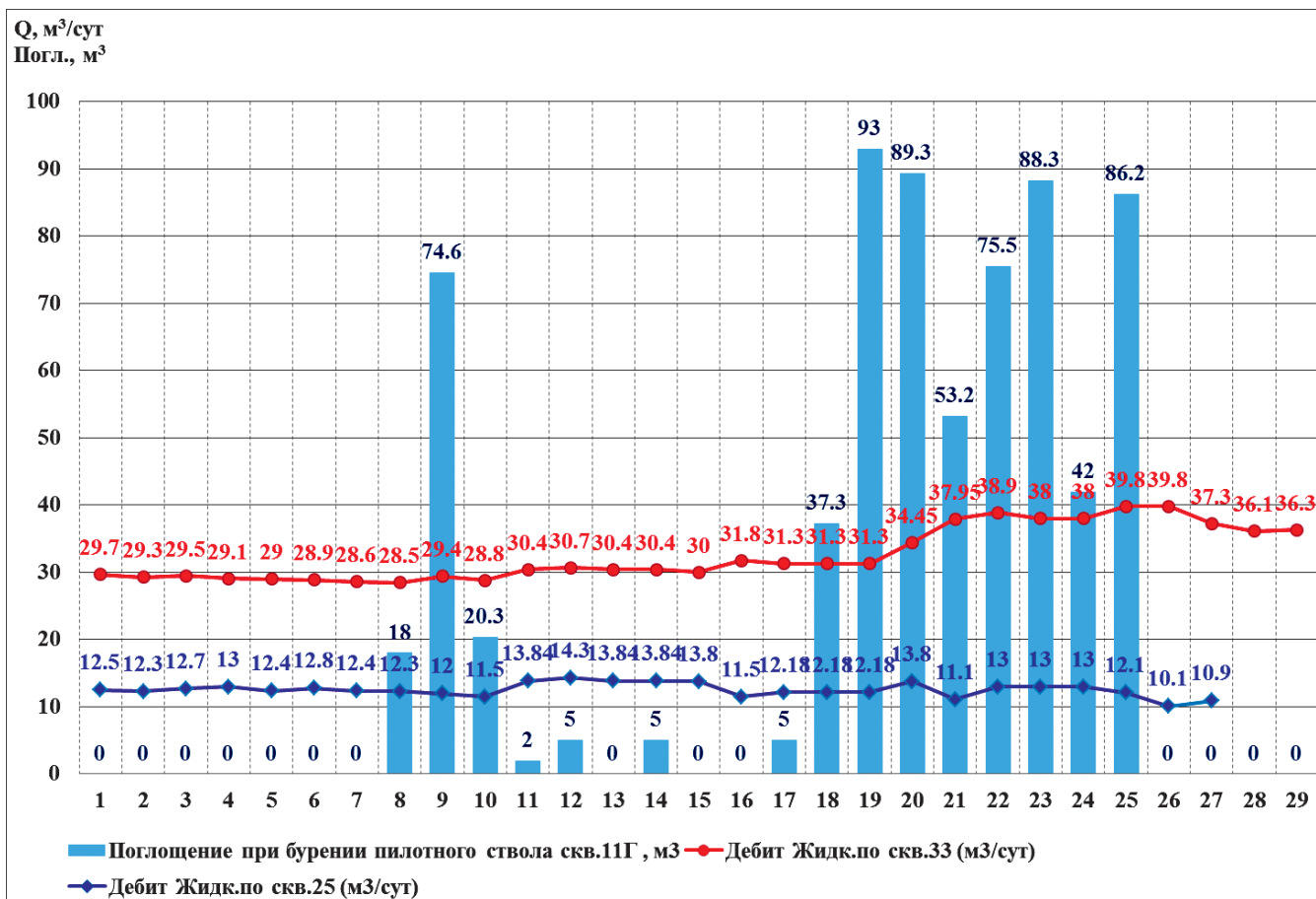


Рис. 4. Анализ изменения динамики добычи в скв. №№ 25 и 33 в зависимости от объемов поглощения в скв. 11Г.

и в эксплуатационной колонне по скв. № 12 приведены на рис. 3. Можно сказать, что интервалы коллекторов БС сложены уплотненными прослоями, расположенными в толще менее плотных пород.

Пласт Ю0 по результатам исследования керна со скв. № 106 Мултановского месторождения сложен битуминозным аргиллитом, иногда с прослойками алевролитов (до 0,2 м) и песчаников (до 0,4 м), неравномерно карбонатизированный, плотный, очень крепкий с неровным, ступенчатым, полураковистым и серповидным изломом с многочисленными литокластами глинисто-карбонатного материала. Прослеживаются многочисленные разноориентированные тонкие трещины открытого и закрытого типа, полье, а также выполненные кальцитом белым. Наблюдается слабое выделение газа и выпоты нефти. По результатам гранулометрического анализа содержание песчаной фракции в аргиллитах составляет 6,68-28,97, алевроитовой – 30,21-34,90, пелитовой – 36,13-63,11%. Сортировка средняя и хорошая,  $S_0=2,89-5,37$ , медианный диаметр зерен – 0,01-0,05 мм.

В настоящее время на залежь нефти в баженовских отложениях (Ю<sub>0</sub>) эксплуатируется две скважины № 25 и № 33. Скважина № 25 вступила в эксплуатацию в ноябре 2015 года с дебитом нефти 17,6 т/с при буферном давлении 60 атм. Скважина № 33 введена из бурения в декабре 2015 года с дебитом 25,9 т/с. Всего с начала разработки залежи Ю0 отобрано около 14 тысяч тонн нефти. Пластовое давление в скв. № 25 снизилось с 31,0 до 25,3 МПа.

В сентябре 2016 года в процессе бурения проектной скважины №11Г при вскрытии нижней части баженовских отложений произошло полное поглощение бурового раствора с потерей циркуляции. Общее поглощение составило около 700 м<sup>3</sup> бурового раствора и вязкоупругого состава (ВУС) с различными кальмотантами. В результате этого поглощения наблюдалась реакция скважин №№ 25 и 33. Динамика объемов поглощения и дебитов скважин представлена на рис. 4.

Данный эксперимент убедительно показывает, что выработку запасов нефти из пласта Ю0 можно осуществлять с поддержанием пластового давления, причем возможна закачка не только воды, но и чередование оторочек вязко-упругих составов, полимерных, волокнисто-дисперсных систем и других физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов. Объемы и давления нагнетания жидкостей в пласт, технология воздействия и определение параметров закачки вязких составов с учетом маломощных коллекторов-индукторов, способных практически мгновенно передавать импульс воздействия

по пласту, требуют дальнейшего изучения и уточнения. Однако, сам факт быстрого отклика скважин по дебиту на первый цикл ухода бурового раствора в объеме всего 100 м<sup>3</sup> в течении менее чем двух суток, говорит о минимальном времени релаксации среды на приложенное воздействие. Необходимо также отметить, что при отборе порядка 14 тыс. т практически безводной нефти пластовое давление в системе снизилось на 5,7 МПа, что подтверждает небольшой объем дренируемого резервуара коллекторов, по которым осуществляется движение флюидов в пласте.

В США на залежи УВ в сланцевых формациях пробурено более 150 тыс. скважин, процесс изучения этих отложений продолжается более 60 лет, и лишь с 2010 года начался бурный рост добычи сланцевой нефти (Панарин, 2015). В России данному вопросу только в последние годы уделяется должное внимание. Безусловно, что при благоприятной экономической конъюнктуре (прежде всего цене на нефть) и определенных налоговых льготах доля сланцевой нефти в общей добыче страны будет неуклонно возрастать.

### Литература

Дахнова М.В., Назарова Е.С., Славкин В.С., Колосков В.Н., Алексеев А.Д. Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в баженовской свите на западе Широкого Приобья. *Геология нефти и газа*. 2007. № 6. С. 39-43.

Панарин А.Т. Скоро ль в России грянет сланцевая революция? *Материалы Международной научно-практической конференции «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов»*. Казань: Ихлас. 2015. С. 38-40.

Славкин В.С., Алексеев А.Д., Колосков В.Н. Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности баженовской свиты на западе Широкого Приобья. *Нефтяное хозяйство*. 2007. № 8. С. 100-105.

### Сведения об авторах

*Александр Тимофеевич Панарин* – кандидат геол.-мин. наук, Заслуженный геолог РТ, Главный геолог АО «Русь-Ойл»

Россия, 111033, Москва, ул. Золоторожский вал, 32

Тел: +7 (499) 258-57-05 (33205)

E-mail: a.panarin@Rus-Oil.com

*Анатолий Васильевич Фомин* – кандидат тех. наук, Почетный работник Минтопэнерго, Первый заместитель генерального директора АО «Русь-Ойл» по производству

Россия, 111033, Москва, ул. Золоторожский вал, 32

Тел: +7 (499) 258-57-05 (33157)

E-mail: AFomin@Rus-Oil.com

Статья поступила в редакцию 07.10.2016

## Russian Oil Will Increment at the Expense of Bazhenov Formation

*A.T. Panarin, A.V. Fomin*

*Rus-Oil JSC, Moscow, Russia*

**Abstract.** Depletion of oil and gas resources of conventional fields determines the search for new sources of hydrocarbons. The world's largest oil shale formation – Bazhenov Formation (BF) has the greatest long-term production potential in the country. Moreover, the BF is located in regions with developed

oil and gas infrastructure and its development is of great social importance for the country. However, despite a fairly significant period of the formation research, many of the issues of the geological structure, allocation of productive zones and cost-effective methods of development remain unsolved.

Therefore, for a comprehensive study of this unique object it is necessary to attract a wide range of geochemical, geophysical and geological field methods. In recent years, the expansion of pilot projects carried out by both large and medium-sized oil and gas companies contribute to the cost-effective development.

**Keywords:** shale formation, Bazhenov Formation, geological structure, allocation of productive zones, cost-effective methods of development

### References

Dakhnova M.V., Nazarova E.S., Slavkin V.S., Koloskov V.N., Alekseev A.D. Geokhimicheskie metody v reshenii zadach, svyazannykh s osvoeniem zalezhey nefiti v bazhenovskoy svite na zapade Shirotnogo Priob'ya [Geochemical methods in solving problems related to the development of oil deposits of Bazhenov Formation on the West Ob River Region]. *Geologiya nefiti i gaza = Geology of oil and gas*. 2007. No. 6. Pp. 39-43. (In Russ.)

Panarin A.T. Skoro li v Rossii gryanet slantsevaya revolyutsiya? [How Soon in Russia shale revolution will start?] *Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Osobennosti razvedki i razrabotki mestorozhdeniy netraditsionnykh uglevodorodov»* [International scientific-practical conference «Peculiarities of exploration and development of unconventional hydrocarbons»]. Kazan: Ikhlas Publ. Pp. 38-40. (In Russ.)

Slavkin V.S., Alekseev A.D., Koloskov V.N. Nekotorye aspekty geologicheskogo stroeniya i perspektiv neftenosnosti bazhenovskoy svity na

zapade Shirotnogo Priob'ya [Some aspects of the geological structure and prospects of oil-bearing Bazhenov Formation on the West Ob River Region]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2007. No. 8. Pp. 100-105. (In Russ.)

**For citation:** Panarin A.T., Fomin A.V. Russian Oil Will Increment at the Expense of Bazhenov Formation. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 4. Part 2. Pp. 325-330. DOI: 10.18599/grs.18.4.11

### Information about authors

*Aleksandr T. Panarin* – PhD in Geology and Mineralogy, Chief geologist, Rus-Oil JSC

Russia, 111033, Moscow, Zolotorozhskiy val str., 32

Phone: +7 (499) 258-57-05 (33205)

E-mail: a.panarin@Rus-Oil.com

*Anatoliy V. Fomin* – PhD in Engineering, First Deputy Director General, Rus-Oil JSC

Russia, 111033, Moscow, Zolotorozhskiy val str., 32

Phone: +7 (499) 258-57-05 (33157)

E-mail: AFomin@Rus-Oil.com

*Manuscript received October 07, 2016*