

Что касается углекислого газа в составе атмосферы, то основным подпитывающим его источником, не позволяющем ему полностью исчезнуть из атмосферы и перейти в связанное минерализованное состояние, является постоянный подток из недр Земли, главным образом, за счёт разложения карбонатов.

Считаем, что описанные процессы представляют заметное (ранее не учитывающееся) звено в круговороте углерода (и сопутствующих ему веществ) в природе.

Литература

1. Докембрий и проблемы формирования земной коры / Под ред. А.В. Сидоренко. – М.: Наука, 1978. – 311 с.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ, ЛИТОЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНО-ОСТАНИНСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

О.В. Садкина

Научный руководитель доцент Т.Г. Тен

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время вероятность открытия новых крупных месторождений очень невелика, а большинство месторождений, открытых ранее, находятся, как правило, на поздней стадии разработки, и приоритет малых месторождений неуклонно возрастает. С другой стороны, поиски и разведка новых залежей, особенно относящихся к нетрадиционным типам, требуют особого подхода, в том числе и методического.

Целью настоящих исследований является изучение особенностей геологического строения, литологического состава и коллекторских свойств продуктивных отложений васюганской свиты Западно-Останинского нефтегазового месторождения.

Территория исследования административно расположена в юго-западной части Томской области на территории Парабельского района. С точки зрения нефтегазоносности наибольший интерес представляет верхняя, преимущественно опесчаненная часть васюганской свиты - горизонт Ю₁, который характеризуется как неоднородный, состоящий из песчаных пластов Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³ и Ю₁⁴.

Актуальность исследований связана не только с продуктивностью горизонта, но и с его сложным геологическим строением, латеральной и вертикальной литологической и фациальной изменчивостью отложений и сложностью поисков залежей, связанных с литологическим замещением пород [1].

В задачи исследования входили: выбор методов исследований, обоснование целесообразности их применения, построение детальной корреляционной схемы, составление опорного разреза скважины, построение карт мощностей, песчаности, распространения коллекторов горизонта Ю₁, а также фациальных карт.

Для решения поставленных задач применялся комплекс методов исследований, позволяющий: проводить корреляцию разрезов, анализировать строение горизонта Ю₁, устанавливать связи между гидродинамическими свойствами среды осадконакопления и сформированными осадочными горными породами, выделять фациальные зоны.

С целью выяснения характера изменения толщины и литологии отложений, слагающих изучаемую толщу была составлена корреляционная схема по линии скважин №№ 445–443–446–447–440–442–441, ориентированной в субмеридиональном направлении (рис.1). Толщина пласта Ю₁⁵ не выдержана по мощности. В скв. №№442 и 441 она увеличивается, что связано с увеличением песчаности разреза. Подобным образом изменения толщины и их зависимость от литологического состава четко прослеживается по вышележащим пластам (пласту Ю₁⁴, Ю₁³ и по пластам Ю₁¹, Ю₁²).

Наибольший интерес представляет пласт Ю₁¹, который имеет наибольшее распространение по площади и содержит 87 % начальных извлекаемых запасов нефти всего месторождения.

Пласт Ю₁¹ имеет изменчивый литологический состав, перекрывается глинистым пропластком небольшой мощности. Отложения пласта Ю₁¹ имеют относительно высокие мощности, меняющиеся на территории в пределах от 5,1 м в скв. № 446 до 18,4 м в скв. № 447 (рис. 2).

Отложения циклита Ю₁¹ имеют относительно высокие коэффициенты песчаности (рис. 3), но меняющиеся на территории в пределах от 0 % до 90 %.

Выделяются три области с относительно высокими значениями песчаности отложений: на севере – скв. № 443 (85 %), в центральной части - скв. № 447 (90 %) и на юго-востоке – скв. № 450 (89 %).

Невысокая песчаность отложений пласта Ю₁¹ отмечается в разрезе скважины № 441 (13 %) на юго-востоке площади. Области с высокой песчаностью постепенно сменяются зонами отсутствия песчаных отложений – район скв. № 446 – на северо-западе, скв. № 34 – в центральной части.

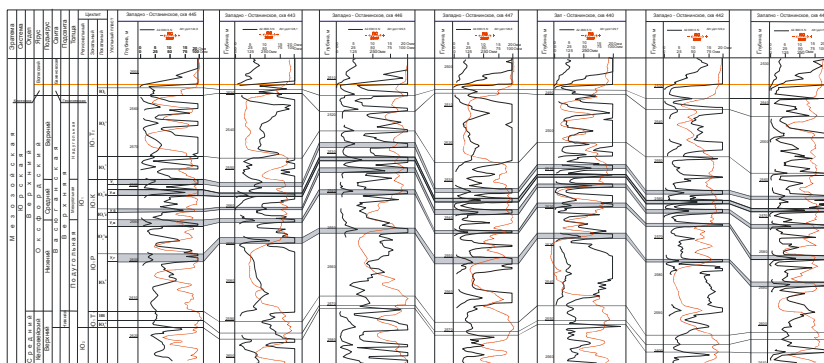


Рис. 1. Схема корреляции средневехнеюрских отложений

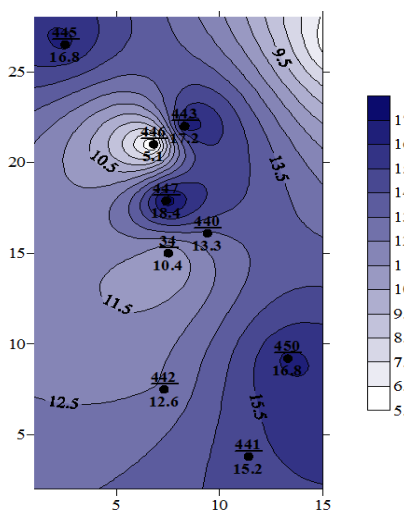


Рис. 2. Карта толщин пласта Ю₁¹

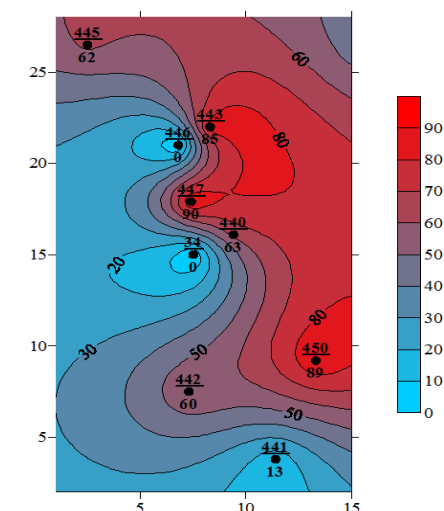


Рис. 3. Карта песчанистости пласта Ю₁¹

Для диагностики фациальных обстановок использовалась методика разработанная В.С. Муромцевым [3]. Данная методика позволяет успешно использовать электрокаротажный материал скважин для создания электрометрических и седиментологических моделей, применяется для выделения фаций, картирования и локального прогнозирования литологических ловушек УВ. Известно, что для каждой фации имеются свои, только ей свойственные, сочетания палеодинамических режимов седиментации. Под седиментологической моделью фации понимается смена в определенной последовательности палеогидродинамических уровней, отражающих условия седиментации в период формирования отложений данной фации. Эти модели дают возможность реконструировать палеодинамическую обстановку и определять генезис осадков по электрокаротажным разрезам скважин даже в условиях ограниченного отбора керна или его отсутствия [2].

Проведенные исследования позволили установить, что формирование пласта Ю₁¹ происходило в мелководной морской обстановке на фоне продолжающейся медленной трансгрессии морского бассейна. Сочетание таких факторов, как трансгрессия, обильное поступление терригенного материала и его переработка волновыми движениями привело к образованию различных аккумулятивных тел.

Особенности литологического состава, структурно-текстурные особенности пород, анализ седиментологических и электрометрических моделей позволили выделить ряд фаций морского мелководного бассейна.

Всего было выделено четыре типа фаций: песчаные и алевритовые осадки фации трансгрессивных баров, чередование алевритовых и песчаных осадков морских волнений, глинисто-алежитовые и алевритоглинистые отложения забаровой лагуны и песчаники разрывных течений мелко- и среднезернистые с прослоями алевритов (рис. 4).

Песчаники гребней вдольбереговых трансгрессивных баров – получили распространение на северо-востоке территории в районах скв. № 443 и 447, где вскрыты отложения очень высокой мощности, а коэффициент песчаности достигает 85 и 90 % соответственно. Обстановки гребневых частей баров также установлены в районе скв. 450. Разрез представлен средне-, крупнозернистыми песчаниками с хорошей сортировкой обломочного материала. Склоновые отложения формировались в условиях нестабильного, но, тем не менее, высокого гидродинамического режима среды седиментации. Разрез представлен чередованием средне-, мелкозернистого песчаника и алевrolита. Песчаным материалом также сложены осадки разрывных течений.



Рис. 4. Фациальная карта пласта Ю₁¹

Распространение коллекторов пласта Ю₁¹ разного класса на территории месторождения достаточно неравномерное (рис.4). Установлено, что коллекторы класса А, обладающие наилучшей способностью вмещать нефть, газ и воду прослеживаются на четырех участках месторождения: на северо-западе (район скв. № 445), на северо-востоке (район скв. № 440) и в центре (скв. №447), а так же в юго-восточной части, в районе скважины №450 и в юго-западной части, в районе скв.№442. Возможно их обширное развитие на юго-западе, т. к. в заданном направлении намечается тенденция улучшения коллекторских свойств.

Значительную часть территории занимают развитые практически повсеместно хорошо проницаемые коллекторы (класс В), вскрытые скважинами №443, №441. Породы-коллекторы класса В распространены на двух участках, совершенно не связанных между собой. Их расположение приурочено к северной части площади (скв. №446), а также центру (скв. №34).

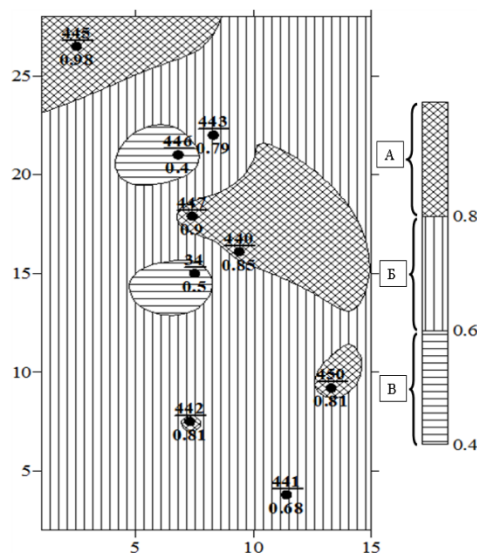


Рис. 4. Карта распространения коллекторов пласта Ю₁¹

В заключении следует отметить, что в последние годы локальное прогнозирование залежей нефти и газа приобретает все большее значение. Комплексное использование каротажного и кернового материала, литолого-фациальные исследования, анализ коллекторских свойств и характера распространения пород-коллекторов и пород-флюидоупоров повышают возможность установления наличия залежей, что, в свою очередь, позволит сократить число непродуктивных скважин и повысит эффективность геологоразведочных работ.

Литература

1. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском залежей нефти и газа неатиклиналиного типа (Томская область) // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск, 1980. – С. 92 – 100.

2. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Учебное пособие. – Томск: Изд-во. ТПУ, 2004. – 114 с.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 260 с.

ВОЗМОЖНОСТИ ГЕОХИМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА НЕФТЕЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Г.Т. Салахидинова, Ф.Ф. Носова, Ю.А. Тубман

Научный руководитель профессор И.Н. Плотникова

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Нефтяная геохимия является признанной и динамично развивающейся наукой, теоретические основы и методы которой успешно применяются для повышения эффективности разведки и разработки нефтяных месторождений. Благоприятный исход геологоразведочного процесса в данном случае определяется результатами исследования типа нефтяных систем и разведочных рисков; генетической типизации нефтей; построением адекватных термических и флюидодинамических моделей и выявлением роли вторичных процессов.

Что касается процесса разработки, то здесь ключевыми моментами являются оценка глубинного и латерального распространения флюидов, определение состава продуктов смешанной добычи, прогноз качества нефти по зонам залежи и положения флюидных контактов [3]. В данной работе рассматриваются возможности резервуарной геохимии для улучшения качества и продолжительности эксплуатации нефтяных месторождений с длительной историей разработки.

Объекты изучения.

Комплексом геохимических исследований были проанализированы 11 нефтей пашийского горизонта Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения с целью поиска геохимических критериев локализации зон поступления легких углеводородов и, как следствие, возможности геохимического мониторинга исследуемого процесса. За основу были взяты полученные в ходе анализов геохимические особенности образцов нефтей из «аномальных» скважин, под которыми обычно понимают скважины, характеризующиеся локальными инверсиями дебитов нефти на фоне общей падающей добычи или длительными безводными притоками нефтей (в течение 5 лет и более).

Методика исследований.

Геохимические исследования нефтей проводились в лаборатории геохимии горючих ископаемых Казанского (Приволжского) федерального университета и включали следующие виды работ:

- 1) обезвоживание нефтей и выделение полярных компонентов – масел, смол и асфальтенов;
- 2) газохроматографические исследования насыщенной части масляной компоненты нефти и изучение полученных биомаркерных параметров и генетических коэффициентов;
- 3) исследование содержания растворенных газов состава C_1-C_6 в пробах нефти методом парофазного анализа;
- 4) определение элементного CHNS состава нефтей;
- 5) исследование изотопного состава углерода нефтей и их полярных компонентов.

Обсуждение результатов.

Результаты исследования группового состава показывают, что нефти из «аномальных» скважин характеризуются повышенным содержанием масел (63,8–69,57 %) и относительно пониженным содержанием смол (22,81–28,9 %) и асфальтенов (4,64–9,08 %). Также из числа исследованных образцов была выделена группа близких вышеописанным по составу нефтей, классифицируемых как нефти из возможно «аномальных» скважин. Вторая группа характеризуется относительно пониженным содержанием масел (51,8–59,04 %) и повышенным содержанием смол (27,58–33,58 %) и асфальтенов (11,14–20,62 %). Таким образом, скважины, из которых были получены эти нефти, нельзя отнести к «аномальным».

Наибольшую информативность для объяснения исследуемого явления показали выделенные Остроуховым С.Б. генетические коэффициенты K_1 и K_2 , согласно значениям которых выделяются две полярные нефти – из скважины № 9589 как наиболее катагенетически преобразованная и из скважины № 231 – как наименее преобразованная. Разброс значений коэффициента K_1 наблюдается в пределах одного порядка.

Относительное распределение насыщенных углеводородов в маслах показывает наибольшую обогащенность легкими компонентами нефти из скважины № 9589 и наименьшую – из скважины № 231, что лишь подтверждает ранее выдвинутое положение о степени преобразованности рассматриваемых нефтей. Также повышенное содержание легких углеводородов характерно и для нефтей из «аномальных» скважин, и для относимых к таковым по генетическим коэффициентам.

Согласно результатам имитированного разделения нефти в интервале – алканов C_{11+} , нефть из скважины № 9589, охарактеризованная как высоко преобразованная, наиболее близка по распределению n-алканов таковому в конденсатах, что доказывает содержание в ее составе легкой компоненты и обосновывает ее «аномальные» геолого-промысловые характеристики.

При сравнении результатов рассмотренного разделения для нефтей из скважины № 231 с относительным распределением n-алканов той же нефти становится ясным, что представленная нефть обладает