

- environmental management]. *Materialy shkoly-seminara* [Material of the seminar]. Ed. by Gertner I.F., Tishin P.A. Tomsk, CNTI Publ., 2006. 160 p.
17. Condie K. High field strength element ratios in Archean basalts: a window to evolving sources of mantle plumes? *Lithos*, 2005, vol. 79, pp. 491–504.
  18. Avdeyko G.P., Palueva A.A., Khleborodova O.A. Geodinamicheskie usloviya vulkanizma i magmooobrazovaniya Kurilo-Kamchatkskoy ostrovoduzhnoy sistemy [Geodynamic conditions of volcanism and magma formation in the Kurile-Kamchatka island-arc system]. *Petrology*, 2006, vol. 14, no. 3, pp. 248–266.
  19. Dobretsov N.L. Petrologicheskie, geokhimicheskie i geodinamicheskie osobennosti subduksionnogo magmatizma [Distinctive petrological, geochemical, and geodynamic features of subduction-related magmatism]. *Petrology*, 2010, vol. 18, no. 1, pp. 88–110.
  20. Konnikov E.G. *Differentsirovannyye giperbazit-bazitovyye komplekсы dokembriya Zabaykalya* [Mafic-ultramafic differentiated complexes of Precambrian Transbaikalia]. Novosibirsk, Nauka, 1986. 224 p.
  21. Naldrett A.J. *Magmaticheskie sulfidnye mestorozhdeniya medno-nikelevykh i platinometalnykh rud* [Magmatic sulfide deposits of copper-nickel and PGE ore]. Saint-Petersburg, SPbGU, 2003. 488 p.
  22. Anders E., Grevesse N. Abundances of the elements: meteoritic and solar. *Geochim. Cosmochim. Acta.*, 1989, vol. 53, pp. 97–214.

УДК 552.578.2.061.4

## ПРОБЛЕМЫ ДИАГНОСТИКИ ЦЕОЛИТОВ И ВЛИЯНИЕ ИХ НАЛИЧИЯ НА РАЗРАБОТКУ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕССОЯХСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Поднебесных Александр Владимирович,**

канд. геол.-минерал. наук, начальник отдела подсчета запасов УВ  
Управления геологии и разработки месторождений «Ямал»

ООО «Газпромнефть НТЦ», Россия, 625626, г. Тюмень, ул. Республики, 143А.

E-mail: Podnebesnikh.AV@gazpromneft-ntc.ru

**Овчинников Василий Павлович,**

д-р техн. наук, проф., зав. кафедрой «Бурение нефтяных  
и газовых скважин» Института геологии и нефтегазодобычи Тюменского

государственного нефтегазового университета, Россия, 625000, г. Тюмень,

ул. Володарского, д. 38. E-mail: burenie@rambler.ru

Установлено, что цеолиты образуются в щелочных условиях среды в процессе диагенеза или катагенеза и снижают фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов. Показано, что содержание цеолитов в породах-коллекторах напрямую связано со значением пористости и может достигать 13 % от общего объема породы. Определение зон цеолитизации методами ГИС довольно затруднительно, поэтому при выявлении таких интервалов по данным анализа кернового материала необходимо вводить поправки на возможное содержание в них цеолитов. Определено, что процесс цеолитизации на Мессояхской группе месторождений приурочен к определенным стратиграфическим интервалам, а именно к суходудинской свите нижнего мела. В региональном масштабе цеолитизированные породы четко привязаны к зонам региональных разломов и зонам с максимальной метасоматической проработкой вмещающих пород. Опираясь на керновые данные и данные каротажа, была уточнена существующая седиментологическая модель продуктивных пластов Мессояхской группы месторождений, обозначены наиболее благоприятные условия и временные интервалы для формирования цеолитов. Кроме того, на основе опыта разработки месторождений с высоким содержанием цеолитов предложен способ наилучшей обработки призабойной зоны, который оказывает прямое влияние на увеличение коэффициента извлечения нефти.

### **Ключевые слова:**

Цеолиты, метасоматоз, фильтрационно-емкостные свойства, ломонтит, фациальная модель, коэффициент извлечения нефти, призабойная зона, Мессояхская группа месторождений.

### **Введение**

В настоящее время в эксплуатацию вводится все большее количество месторождений нефти и газа, которые имеют очень сложное геологическое строение. Одним из наиболее ярких примеров объектов такого типа является Мессояхская группа месторождений, которая по запасам нефти и газа относится к уникальным геологическим объектам. В разрезе осадочной толщи, вскрытой пробуренными поисковыми и разведочными скважина-

ми, выделяются породы мезозойской и кайнозойской групп. Продуктивные пласты встречаются в разрезе, мощность которого более двух километров, и стратиграфически приурочены к отложениям суходудинской, малохетской и покурской свит. Такой большой этаж нефтеносности обуславливает и разные свойства нефти: например, для коллекторов суходудинской свиты характерны «легкие» нефти с вязкостью от 8 до 15 мПа\*с, а для отложений покурской свиты свойственны «тя-

желые» нефти с вязкостью более 100 мПа\*с. Кроме того, в разрезе встречаются и вторичные изменения пород коллекторов, которые могут оказывать значительное влияние на разработку всего месторождения. Одним из таких процессов является цеолитизация, которая оказывает влияние не только на коллекторские свойства продуктивных пластов, но и на разработку месторождения.

#### Тектоническое строение района

Мессояхская группа месторождений расположена в пределах субрегиональной структуры Мессояхской гряды, в центральной ее части, в своде структуры II порядка – Среднемессояхского вала, и приурочена к одноименным поднятиям (рис. 1). Среднемессояхский вал занимает центральное положение на Мессояхской гряде. Имеет протяженность около 140 км при ширине 25–40 км, амплитуду от 360 до 1170 м. В истории геологического развития вал трижды подвергался существенным структурным перестройкам: нижнего–среднего триаса (Суракайская фаза герцинской эрогенической эры); верхней юры – нижнего мела, киммеридж–валанжина (Новокиммерийская фаза киммерийской эпохи) и верхнего мела – нижнего палеогена (Ларамийская фаза альпийской эпохи).

На первом этапе вал представлял крупную субширотную асимметричную, дугообразную структуру, выпуклую на юг, с крупным поперечным субмеридиональным поднятием в южной ее части. К западу поднятие переходило в сильно удлиненный структурный нос, погружающийся на северо-запад (современное положение Западно-Мессояхского поднятия). Восточный склон поднятия был осложнен крупной секущей под углом 45° к простиранию субмеридиональной зоной прогиба грабенообразного типа (современное положение Восточно-Мессояхского грабена), разделяющей вал на два линейных гребнеобразных поднятия северо-восточного простирания (южное и северное современное положение Маломессояхского и Верхнемессояхского поднятий). Восточная граница грабеновой зоны являлась также границей между Среднемессояхским валом и Усть-Портовским межавалом. Помимо зоны прогиба, вал на всем протяжении осложнен поперечными разломами сбросового типа. В среднем триасе вал был полностью перекрыт покровными осадочными горизонтами. Период захоронения вала сопровождался образованием большого количества неантиклинальных ловушек на его склонах.

На отрезке времени от среднего триаса до конца поздней юры структурный облик изменился в сторону относительно правильной линейно-вытянутой однокупольной структуры с пологими западным и восточным погружением и крутыми южным и северным склонами. Структурно, как двухкупольное поднятие, Среднемессояхский вал начал оформляться с конца поздней юры. Проявление дизъюнктивной тектоники в этот период было ми-

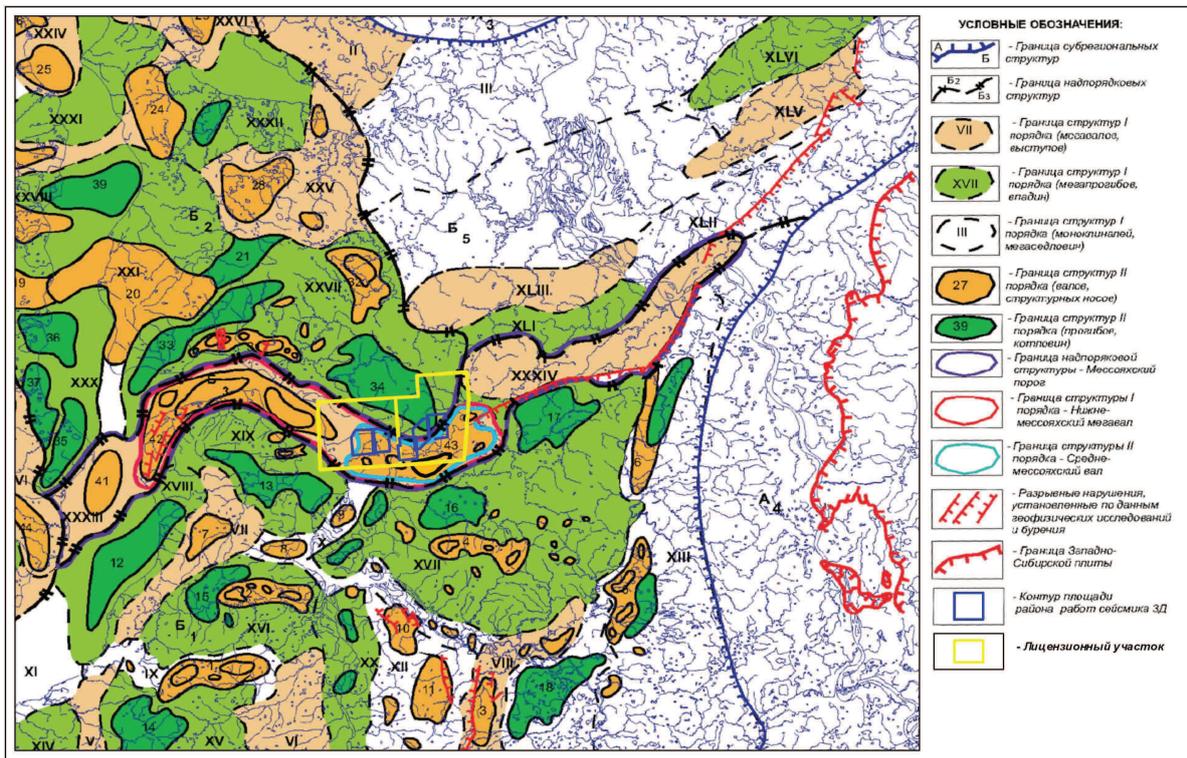
нимальным и ограничено проявлением ряда малоамплитудных разломов на западном и восточном погружениях вала. В начале второго этапа, в конце поздней юры на западе вала начался рост и обособление Западно-Мессояхского поднятия при относительном отставании роста Восточно-Мессояхского поднятия [1].

В завершающей части этапа, на границе поздней юры и раннего мела, Западно- и Восточно-Мессояхское поднятия оформились как самостоятельные структуры, возвышающиеся над уровнем моря. Этот отрезок времени характеризуется преобладанием пликативных структур. Разрывные дислокации развиты слабо, имеют малоамплитудный характер, ориентированы как вдоль, так и вкрест простирания вала. Вал в это время являлся естественной границей между южной, Большехетской, и северной, Антипаутинской, зонами седиментации, что привело к фациальному различию в формировании разновозрастных разрезов в северной и южной зонах и широкому формированию структурно-литологических ловушек. В среднем валанжине вал вторично перекрыт осадочными отложениями, в палеоландшафтах он продолжал выделяться возвышенностью, в результате чего мощность перекрывающих отложений над ним сокращена.

В конце сеномана – начале палеогена, в альпийскую эпоху, Среднемессояхский вал в третий раз испытал поднятие. В этот этап широко проявились как плитквативные (на склонах), так и дизъюнктивные (в своде) дислокации, и вал приобрел современный структурный облик. В сводовой части вала сформированы горст-грабеновые структуры. Наиболее контрастно строение горст-грабеновых структур отражено по поверхности сеномана. В пределах Западно-Мессояхского поднятия их семь, Восточно-Мессояхского – пять [1].

Горст-грабеновые структуры имеют субмеридиональное простирание, по отношению к валу кососекущие, в районе Восточно-Мессояхского поднятия они имеют С–СВ простирание, в районе Западно-Мессояхского – С–СЗ. Грабеновые структуры ограничены зонами дезинтеграции, состоящими из серий сближенных разломов, круто наклоненных к центру структуры. С глубиной они сближаются с образованием «корневых» разломов сбросового характера [2].

Пики образования ловушек различного типа приходятся на завершающие отрезки проявления тектонических этапов. С этими этапами связано формирование залежей УВ. Установлено, что нефтегазовые, нефтегазоконденсатные и газовые залежи локализованы в ловушках, образованных во второй и третий этапы. Вероятно, следует ожидать образование залежей углеводородов и в ловушках первого этапа. Образование тектонически экранированных залежей углеводородов произошло в третий этап за счет частичного переформирования залежей углеводородов первого и второго этапов.



**Рис. 1.** Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла севера Западно-Сибирской плиты (Нестеров, 1984, с дополнениями). Условные обозначения к рис. 1. Структуры субрегиональные и надпорядковые: А<sub>1</sub> – Припайхойская гемиантеклиза, А<sub>2</sub> – Приуральская моноклиза, А<sub>3</sub> – Притаймырская гемиантеклиза, А<sub>4</sub> – Приенисейская моноклиза, Б – Ямало-Тазовская мегасинеклиза, Б<sub>1</sub> – Надым-Тазовская синеклиза, Б<sub>2</sub> – Ямало-Гыданская синеклиза, Б<sub>3</sub> – Мессояхская гряда, Б<sub>4</sub> – Западно-Ямальская структурная ступень, Б<sub>5</sub> – Енисей-Хатангский желоб; Структуры I порядка: I – Щучинский выступ, II – Юрацкий выступ, III – Среднеясинская моноклиналь, IV – Ярудейский мегавал, V – Медвежий мегавал, VI – Уренгойский мегавал, VII – Ямбургский мегавал, VIII – Русско-Часельский мегавал, IX – Песцовая мегаседловина, X – Юрхарово-Находкинская мегаседловина, XI – Северо-Ныдинская моноклиналь, XII – Хадырьяхинская моноклиналь, XIII – Сидоровско-Сузунская моноклиналь, XIV – Нижненадымская впадина, XV – Нерутинская впадина, XVI – Хадуттейская впадина, XVII – Большехетская впадина, XVIII – Парусный мегапрогиб, XIX – Лымберасейский мегапрогиб, XX – Нижнепурский мегапрогиб, XXI – Геофизический мегавал, XXII – Центрально-Ямальский мегавал, XXIII – Северо-Ямальский мегавал, XXIV – Среднеямальский свод, XXV – Гыданский гемиасвод, XXVI – Явайский гемиасвод, XXVII – Антипаютинская впадина, XXVIII – Северо-Сеяхинская впадина, XXIX – Тиутейская впадина, XXX – Сеяхинский мегапрогиб, XXXI – Ханарсалинский мегапрогиб, XXXII – Тадибеяхинский мегапрогиб, XXXIII – Нижнемессояхский мегавал, XXXIV – Усть-Портвовский мегавал, XXXV – Нурминский мегавал, XXXVI – Южно-Ямальский мегавал, XXXVII – Юрибийская моноклиналь, XXXVIII – Верхнепоетояхинская мегаседловина, XXXIX – Яротинский мегапрогиб, XL – Нерутояхинский мегапрогиб, XLI – Южно-Паютинский мегапрогиб, XLII – Пясинская моноклиналь, XLIII – Танамский мегавал, XLIV – Устьенисейская впадина, XLV – Рассохинский мегавал, XLVI – Аганский мегапрогиб; Структуры II порядка: 1 – Песцовый вал, 2 – Оликуминский вал, 3 – Русский вал, 4 – Пяяхинский вал, 5 – Тагульский вал, 6 – Сузунский вал, 7 – Ямбургское КП, 8 – Юрхаровское КП, 9 – Находкинское КП, 10 – Тазовское КП, 11 – Заполярное КП, 12 – Парусовый прогиб, 13 – Лымберасейский прогиб, 14 – Средненыдинская котловина, 15 – Западно-Оликуминская котловина, 16 – Верхнеиндикьяхинская котловина, 17 – Сякутояхинская котловина, 18 – Южно-Русскореченская котловина, 19 – Восточно-Арктический структурный нос, 20 – Геофизическое КП, 21 – Южно-Гыданский структурный нос, 22 – Восточно-Бованенковский вал, 23 – Северо-Сеяхинский вал, 24 – Пэкседовское КП, 25 – Южно-Тамбейское КП, 26 – Западно-Тамбейское КП, 27 – Северо-Тамбейское КП, 28 – Гыданское КП, 29 – Южно-Явайское КП, 30 – Штормовое КП, 31 – Тотояхинский вал, 32 – Северо-Танамское КП, 33 – Чугорьяхинский прогиб, 34 – Вркутояхинский прогиб, 35 – Восточно-Нурминский прогиб, 36 – Яптиксалинский прогиб, 37 – Нижнепурский структурный нос, 38 – Большетамботинский прогиб, 39 – Беломысский прогиб, 40 – Восточно-Бованенковский незамкнутый вал, 41 – Мыскаменное КП, 42 – Адерпаютинский вал, 43 – Среднемессояхский вал, 44 – Новопортвовский вал, 45 – Сабьяхинский вал, 46 – Арктический вал, 47 – Яротинская котловина

**Фаціальная модель отложений  
суходудинской свиты**

Во вскрытом разрезе осадочного чехла Среднемессояхского вала выделяется восемь нефтегазовых комплексов: нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский, нижнеэокомский, верхнеэоком-

ский, аптский, альб-сеноманский, турон-коньякский, которые формировались в различных фаціальных обстановках, что существенно отразилось на геологическом строении района. Согласно нашим представлениям, нижняя часть суходудинской свиты формировалась преимущественно в от-

носителю глубоководных условиях, при активном прогибании палеокотловины бассейна, что привело к формированию клиноформного комплекса, характерного для неокотловинных отложений Западной Сибири.

На основе изучения кернового материала и данных каротажа скважин, пробуренных в 2011–2012 гг., была уточнена седиментологическая модель формирования продуктивных пластов сухоудинской свиты Мессояхской группы месторождений. Отложения сухоудинской свиты формировались в основном в условиях мелководного шельфа и дельтового комплекса. В разрезе свиты выделяются фации дистального берегового склона, продельты, фронта дельты, дистальной части дельты (рис. 2). Во время накопления продуктивных осадков пластов БУ<sub>16–20</sub> отмечается небольшое обмеление бассейна осадконакопления на фоне некоторой тектонической активности района месторождений. Это способствует интенсивной проградации дельтового комплекса вглубь бассейна и формированию фаций дистального берегового склона, фронта дельты, дельтовых каналов, проксимальной части дельты и проксимального берегового склона [3].

Отложения пластов БУ<sub>13–15</sub> формируются на границе фациальных обстановок – морской и кон-

тинентальной. Пласты начинали формироваться на фоне некоторого погружения мелководного бассейна, затем прослеживается небольшая регрессия, в результате чего происходит проградация морской дельты вглубь берегового склона в юго-западном направлении, а на самом востоке Мессояхской группы месторождений формируются отложения надводной части дельты. При исследовании керна из данного стратиграфического интервала в ряде скважин был выявлен не типичный для осадочных терригенных отложений Западной Сибири цемент. Здесь наряду с традиционными минералами – каолинитом, гидрослюдой, хлоритом, кальцитом – в его составе отмечаются цеолиты. Кроме этого, нам удалось привязать зоны с максимальным развитием цеолитизации к определенному набору фаций, характерных для данного стратиграфического интервала. Таким набором являются фации проксимального фронта дельты и проксимального берегового склона.

Фация проксимального фронта дельты характеризуется более песчаным составом пород и представлена песчаниками тонкозернистыми с тонкими прослоями алевролита глинистого. Цемент в песчанике карбонатно-глинистый, карбонатный, редко глинистый. Характерны текстуры штормо-

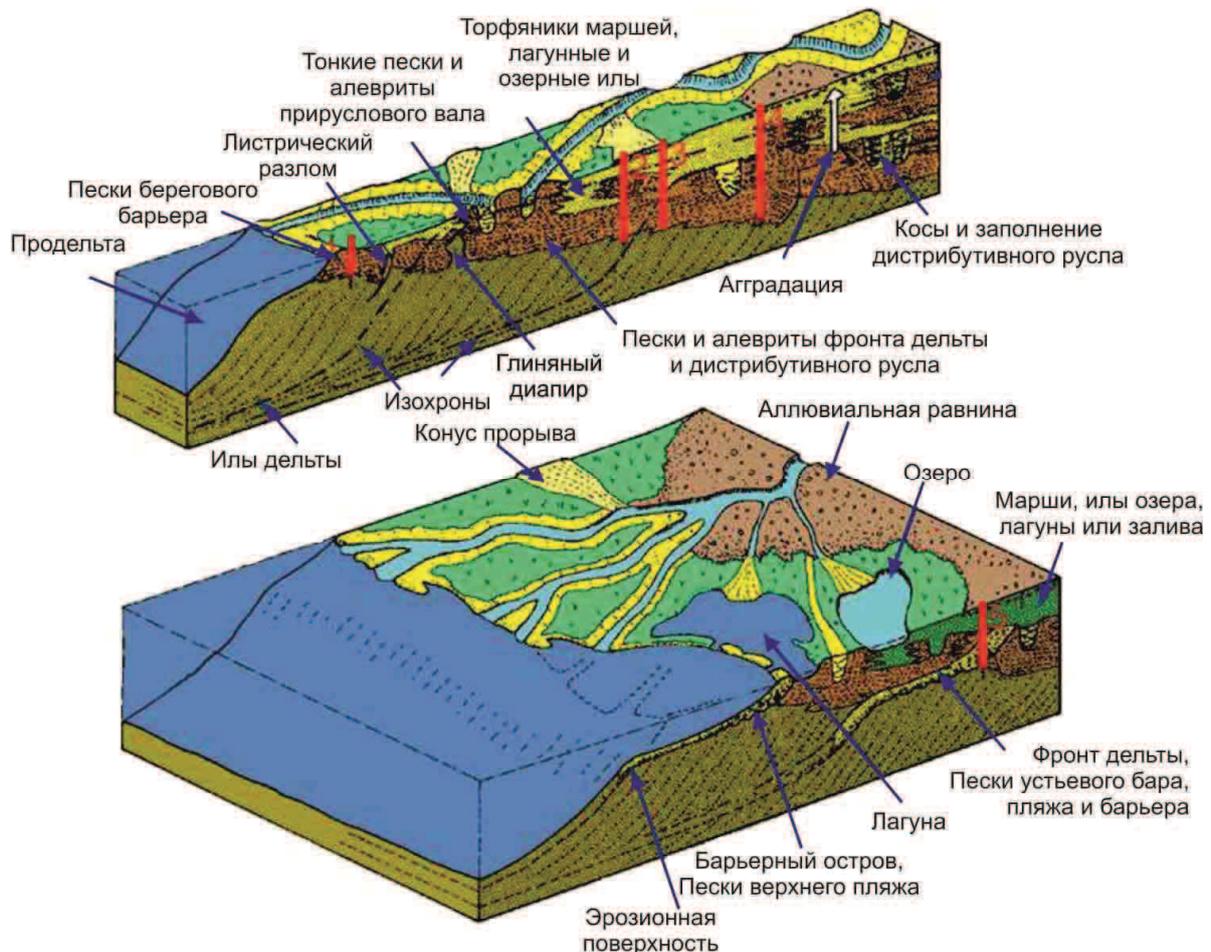


Рис. 2. Седиментологическая модель классической дельты (Einsele, 2000, с изменениями)

вых волн, конседиментационных деформаций, иногда наблюдается градиционная слоистость, редко волновая рябь. Фация проксимального берегового склона сложена песчаником тонкозернистым, с глинистым цементом, редко с прослоями карбонатного цемента, с тонкими алевролит-глинистыми прослоями.

Во время формирования пластов БУ<sub>6-12</sub> наблюдается постепенное отступление моря в западном направлении. По керну прослеживаются мощные отложения каналов надводной дельтовой равнины и межрусловые (пойменные) отложения, которые диагностированы как фации приливно-отливной отмели, чередующиеся с маломощными приливно-отливными каналами и отложениями прибрежной равнины.

### Состав и особенности генезиса цеолитов в терригенных отложениях

Как уже отмечалось выше, исследуемая территория неоднократно подвергалась существенным структурным перестройкам. Вследствие этого на месторождении сформировалась сложная система дизъюнктивных нарушений и сопутствующая им система трещин, подтвержденная записями каротажа и исследованиями керна. Генетически к таким зонам приурочено наличие в составе цемента песчаников цеолитов, который оказывает существенное влияние на разработку пластов группы БУ (продуктивные пласты БУ<sub>13-15</sub>). Таким образом, к основным факторам, влияющим на процесс формирования цеолитов, можно отнести следующие: тектонический, седиментологический и метасоматический.

Современные представления говорят о том, что происхождение цеолитов связано главным образом с преобразованием пирокластического или иного силикатного материала в процессе диагенеза или катагенеза [4]. На формирование цеолитов определенное влияние оказывают и эпигенетические (наложенные) изменения продуктивных пластов. Эти изменения заключаются в формировании вторичных гидротермальных ассоциаций и сопровождаются дегидратацией ряда породообразующих минералов с возможным разуплотнением пород.

Размер пятен цеолитов может достигать нескольких миллиметров, и они хорошо диагностируются визуально в керне. Ломонтит образует агрегаты из призматических кристаллов с совершенной спайностью и хорошо выраженной ступенчатой отдельностью кристаллических агрегатов и выполняет роль порового и пойкилитового цемента в песчанике. По составу цеолит в коллекторах Мессояхской группы месторождений представлен ломонтитом, который проявляется почти исключительно в виде кальциевой разновидности (леонгадит)  $\text{Ca}_4(\text{H}_2\text{O})_n[\text{Al}_8\text{Si}_{16}\text{O}_{48}]$ . Отсюда наблюдается его генетическая связь с местами, где встречается наибольшее количество кальция.

По данным исследователей, занимавшихся проблематикой цеолитов, на месторождениях северной части Западно-Сибирской плиты [5] цеолитсодержащая горная порода имеет песчано-алевритовый каркас, часть пор которого заполняется хлоритовым и карбонатным цементом, а другая часть – цеолитами. Такое представление достаточно хорошо объясняется выявленной стадийностью минералообразования для Мессояхской группы месторождений и показанной на рис. 3. Одними из первых образовались регенерационный кварц и каолинит, более поздней по времени образования можно считать гидрослюда. В дальнейшем происходило формирование хлорита, далее кристаллизовались цеолиты, заполняющие пространство между зернами с уже существующими пленками хлорита.



Рис. 3. Стадийность формирования аутигенных минералов в песчаниках Мессояхской группы месторождений

Как видно на рис. 3, вместе с цеолитами образуются глинистые минералы – каолинит, гидрослюда. Их формирование происходит на более ранних стадиях относительно цеолитов, поэтому для пород-коллекторов Мессояхской группы месторождений наблюдается следующая зависимость: в песчаниках, где содержится незначительное количество глинистых минералов, количество цеолитов достаточно велико, а в алевролитах с содержанием глинистых минералов до 10 % цеолиты и вовсе отсутствуют.

Наличие только одного типа цеолитов рядом авторов [6, 7] объясняется преобразованием всех минеральных видов цеолитов в ломонтит под воздействием температуры, давления, pH, химизма среды и др. Содержание цеолитов оказывает прямую связь на конечную цифру количества пор в песчано-алевритовых породах. Например, если в песчаниках содержание цеолитов достигает 13 %, то при этом средняя эффективная пористость ( $\phi$ ) может достигать 17 %. С уменьшением размера обломочных зерен уменьшается количество пор и цеолитов. В песчаниках мелко- и тонкозернистых содержание цеолитов и количество пор менее 10 %. В алевролитах цеолиты отсутствуют [8, 9].

Согласно проведенным исследованиям керна материала, наилучшими коллекторскими свойствами в разрезе пластов БУ<sub>13-15</sub> обладают фации средней

части морской дельты, где средняя пористость может достигать 17 %. Несколько ухудшенными свойствами обладают фации дельтовых каналов с пористостью около 15 %. Пористость в отложениях фаций проксимального фронта дельты и проксимального берегового склона, в которых чаще всего встречаются цеолиты, в среднем составляет около 14 %. Наихудшие коллекторские свойства имеют отложения морских заливов (рис. 4).

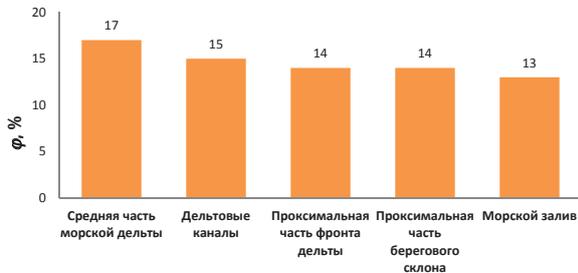


Рис. 4. Распределение пористости по данным ГИС для групп фаций пластов БУ<sub>13-15</sub> Мессояхской группы месторождений

Средний минеральный состав пород-коллекторов пластов БУ<sub>13-15</sub> для Мессояхской группы месторождений приведен на рис. 5. В пласте БУ<sub>15</sub> содержание цеолитов составляет около 9,0 % от общего количества цемента, для пласта БУ<sub>14</sub> эта цифра составляет 45,0 %, а для пласта БУ<sub>13</sub> равна почти 70,0 %. Такой характер распределения цеолитов четко коррелируется с пористостью пород-коллекторов. Если для пласта БУ<sub>15</sub> Мессояхской группы месторождений средняя пористость составляет около 14 %, то для пласта БУ<sub>13</sub> она уже составляет 18 %. На рис. 6 отображено описанное увеличение содержания цеолитов вверх по разрезу.

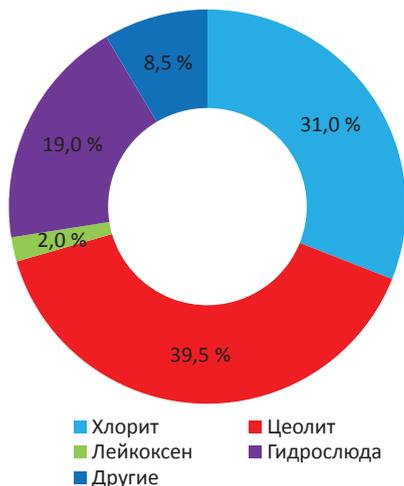


Рис. 5. Средний минеральный состав пород-коллекторов пластов БУ<sub>13-15</sub> Мессояхской группы месторождений

Процесс формирования цеолитовой ассоциации протекал достаточно продолжительное время, с периодами усиления или ослабления процесса. Учитывая масштабы распространения данной ассоциации по площади, морфологические особенности и вторичность процессов, с которыми связана цеолитизация уже сформировавшихся пород-коллекторов, можно говорить об эпигенетическом характере происхождения цеолитов [10]. Это предположение находит свое подтверждение при изучении шлифов, где хорошо видно, что цеолиты не только заполняют пустотное пространство, но и достаточно часто замещают отдельные зерна, как правило, полевых шпатов [4].

Изменение содержания цеолитов в породах-коллекторах пластов БУ<sub>13-15</sub> Мессояхской группы месторождений

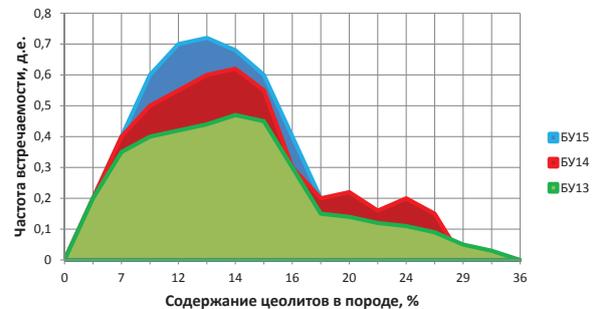


Рис. 6. Изменение содержания цеолитов в породах-коллекторах пластов БУ<sub>13-15</sub> Мессояхской группы месторождений

#### Разработка месторождений

Мессояхская группа месторождений до настоящего времени не разрабатывалась и находится на стадии подготовки к опытно-промышленной разработке – идет активная работа по доразведке месторождения, проведению и интерпретации ЗД сеймики, отбору керна и пластовых флюидов, ГИС, ГДИ и т. д. Основные извлекаемые запасы месторождения сосредоточены в пласте ПК<sub>1-3</sub>, который выделен как первоочередной объект для проведения промышленного эксперимента. Пласты БУ<sub>13-15</sub>, в которых отмечена цеолитизация, относятся к второстепенным объектам. К сложностям извлечения запасов по второстепенным пластам можно отнести подгазовый характер распространения залежей, водонефтяные зоны, незначительные нефтенасыщенные толщины, а также высокую расчлененность объектов.

При формировании вариантов разработки для пластов БУ<sub>13-15</sub> учитывались условия залегания нефти, фильтрационные параметры коллекторов, возможность применения различных технологий, обеспечивающих максимальный КИН (коэффициент извлечения нефти) при экономически рентабельной добыче нефти. Известно, что при сложном геологическом строении, в условиях неоднородности низко- и среднепроницаемых коллекторов, наибольшая продуктивность и высокие технико-экономические показатели достигаются при использовании площадных систем заводнения. При прочих равных условиях эффективности и результативности системы заводнения зависит от «типа» добывающих и нагнетательных скважин, их местоположения, соотношения добывающих и нагнетательных скважин. Также на пластах БУ<sub>13-15</sub> для повышения эффективности выработки запасов нефти рекомендуется использование систем разработки с го-

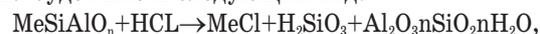
ризонтакными добывающими скважинами. Это позволит уменьшить плотность сетки скважин, увеличить темпы отбора нефти, обеспечить выработку запасов в зоне водо-нефтяного контакта, увеличить начальный дебит нефти и продлить безводный период работы эксплуатации пластов, сократить срок разработки месторождения. В связи с невысокой проницаемостью пластов БУ<sub>13-15</sub> рекомендовано проведение ГРП (гидравлический разрыв пласта). Основная задача проведения ГРП в низко- и средне-проницаемых пластах Мессояхской группы месторождений состоит в снижении скин-эффекта в призабойной зоне пласта. Для этого рекомендуется проведение ГРП с образованием коротких, но довольно раскрытых трещин. Это позволит увеличить проницаемость в призабойной зоне и увеличить охват пласта воздействием в целом. Результаты ГРП зависят от степени засорения трещин и притрещинной зоны глинистыми частицами, поступающими из пласта, а также твердыми отложениями, выпадающими из нефти. Поэтому гидроразрыв пласта можно сочетать с обработкой скважин растворителями и кислотными композициями.

Отметим, что цеолитизация способна оказывать прямое влияние на динамику выработки остаточных запасов нефти и газа, выбора различных вариантов размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, прогноза добычи углеводородного сырья, планирования геолого-технологических мероприятий по повышению уровня добычи, определения наиболее рациональных вариантов разработки продуктивных горизонтов. Это происходит за счет того, что меняется характер процессов, происходящих в призабойной зоне.

По стандартным методикам [11] с использованием данных по определению относительных фазовых проницаемостей на керне в интервалах с присутствием ломонтита был определен характер насыщения. В качестве критической водонасыщенности использовались данные при 95...98 % обводненности, рассчитанной по касательной к функции Леверетта (с учетом соотношения вязкостей флюидов для пластов БУ: 2,42 и 1,73 МПа\*с).

По стандартным уравнениям  $P_n = f(K_n)$ ,  $P_n = f(K_n)$  полученные уравнения критических водонасыщенностей были пересчитаны в критические сопротивления. При этом зависимости  $P_n(K_n)$  и  $P_n(K_n)$  в термобарических условиях для Мессояхской группы месторождений оказались некондиционны. Соответственно, критическое сопротивление, полученное по  $P_n = f(K_n)$  и  $P_n = f(K_n)$  в атмосферных условиях, занижено. Низкая минерализация пластовой воды, характерная для пластов БУ (от 8 до 10 г/л) приводит к образованию больших зон прониновения, что вносит дополнительные трудности в оценку УЭС (удельного электрического сопротивления) пластов. Чтобы свести погрешность оценки параметра насыщения к минимуму, необходимо привлекать дополнительную информацию по геологии, геолого-технологическим исследованиям, результатам опробования и т. д.

При классическом подходе способы увеличения коэффициента извлечения нефти, как правило, не касаются процессов, происходящих в призабойной зоне. Между тем, очевидно, что выбор способа обработки призабойной зоны при наличии в разрезе таких высокодисперсных минералов как ломонтит, каолинит, хлориты, оказывает прямое влияние на стабильность работы скважин. Это происходит вследствие того, что эти минералы при формировании окончательного облика пород-коллекторов занимают в их структуре поровое пространство, не входя в состав песчано-алевритового каркаса, и достаточно быстро загрязняют собой призабойную зону. Для улучшения показателей работы призабойной зоны авторами [12], имеющими опыт работы с породами-коллекторами, содержащими в своем составе большое количество цеолитов, предлагается активировать забой воздействием на него соляной кислоты. При этом реакция будет иметь следующий вид:



где Me – ион металла;  $H_2SiO_3$  – гель кремниевой кислоты;  $Al_2O_3 \cdot nSiO_2 \cdot nH_2O$  – гидрогель с переменным отношением окислов алюминия, кремния и молекул воды [11].

Хлориты, которые тоже входят в состав компонента на Мессояхской группе месторождений, при воздействии соляной кислотой должны довольно легко разлагаться, образуя желатинообразную массу с выделением  $SiO_2$ . Следует отметить, что при достаточно высокой концентрации такой массы (более 30 %) существует вероятность образования твердого коллоида, наличие которого может существенно снизить проницаемость призабойной зоны. Изменить данное явление может использование смеси соляной и плавиковой кислот [12].



где HCl – соляная кислота; HF – плавиковая кислота;  $CH_3COOH$  – уксусная кислота [13].

Сама рецептура закачиваемого в пласт раствора будет сильно зависеть от содержания в породе цеолитов, их минеральной формы, а также количества хлоритов, гидрослюд и карбонатов. Данный вид химического воздействия уже был апробирован на месторождении Белый Тигр, где коллекторами являются роговообманково-биотитовые гранитоиды, однако, как и в случае с Мессояхской группой месторождений, содержание цеолитов и кальцита достаточно велико.

#### Выводы

Мессояхская группа месторождений относится к категории самых сложных в Западной Сибири. Одним из процессов, осложняющих разработку месторождений, является процесс цеолитизации. Основными факторами, влияющими на процесс формирования цеолитов, являются тектонический, седиментологический и метасоматический. Процесс цеолитизации четко приурочен к опреде-

ленному стратиграфическому горизонту – пластам БУ<sub>13–15</sub>, которые формировались на границе фациальных обстановок – морской и континентальной. Диагностика цеолитов по геофизическим методам невозможна. Рекомендуется выполнять более качественное полевое описание керн в зонах, с возможным присутствием цеолитовой минерализации.

Показано, что характер распределения цеолитов четко коррелируется с пористостью пород-коллекторов. Цеолиты оказывают значительное влияние на работу призабойной зоны. Для улучшения показателей работы призабойной зоны предлагается активировать забой воздействием на него соляной кислоты.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Особенности геологического строения и нефтегазоносность Среднемессояхского вала / С.Е. Агалаков, А.Н. Бабурин, С.Н. Беспалова и др. // Горные ведомости. – 2004. – № 1. – С. 48–72.
2. Вопросы тектоники Ямало-Гыданского региона и прилегающих территорий / В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, П.В. Пенягин и др. // Горные ведомости. – 2005. – № 12. – С. 42–63.
3. Einsele G. Sedimentary Basins. Evolution, Facies, and Sediment Budget. – Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 1992. – 628 p.
4. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Ахлестина Е.Ф. Минеральные ассоциации продуктов гидротермального изменения – ключ к пониманию возникновения зон разуплотнения и фазовой зональности углеводородов (на примере Западной Сибири) // Известия Саратовского университета. – 2008. – Т. 8. – № 1. – С. 42–50.
5. Беляков Е.О. Построение петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств текстурно-неоднородных терригенных коллекторов: дисс... канд. геол.-мин. наук. – Тюмень, 1998. – 276 с.
6. Поспелов В.В., Шнип О.А. Цеолиты нефтесодержащих пород шельфа Южного Вьетнама // Геология нефти и газа. – 1995. – № 7. – С. 38–43.
7. Брек Д. Цеолитовые молекулярные сита. – М.: Мир, 1976. – 781 с.
8. Поднебесных А.В. Особенности формирования цеолитов в нижнемеловых отложениях юга Гыданского полуострова // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: Матер. VII Всерос. литологического совещания. – Новосибирск, 28–31 октября 2013. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. – Т. II. – С. 382–386.
9. Поднебесных А.В., Решетников Д.А. Проблемы диагностики цеолитов в продуктивных отложениях Мессояхской группы месторождений // Тюмень 2013: Новые геотехнологии для старых провинций: Доклады Междунар. научно-практ. конф. – Тюмень, 2013. URL: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=67265/> (дата обращения: 13.08.2013).
10. Коссовская А.Г. Генетические типы цеолитов стратифицированных формаций // Литология и полезные ископаемые. – 1975. – № 2. – С. 23–44.
11. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье. – М.; Тверь, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 259 с.
12. Особенности кислотного воздействия на гранитоиды фундамента месторождения «Белый Тигр» / Г.Н. Белянин, М.А. Бабеев, Ф.А. Киреев, Ч.Л. Донг, О.Ф. Мартынцив, Ф.А. Туан, Х.Д. Тиен, Н.Т. Кханг // Нефтяное хозяйство. – 2001 – № 1. – С. 45–51.
13. Поспелов В.В. Некоторые особенности разработки залежей нефти в цеолитсодержащих породах фундамента // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. URL: [http://www.ngtp.ru/12/50\\_2008.pdf/](http://www.ngtp.ru/12/50_2008.pdf/) (дата обращения: 08.05.2013).

Поступила 07.10.2013 г.

## THE PROBLEMS OF ZEOLITES DETECTION AND THEIR INFLUENCE ON DEVELOPMENT OF THE PRODUCTIVE RESERVOIRS IN THE MESSOYAKHA GROUP OF FIELDS

**Aleksandr V. Podnebesnykh,**

Cand. Sc., Gazpromneft NTC LLC, Russia, 625626, Tyumen, Respubliki Street, 143A. E-mail: Podnebesnikh.AV@gazpromneft-ntc.ru

**Vasily P. Ovchinnikov,**

Dr. Sc., Tyumen State Oil and Gas University, Russia, 625000, Tyumen, Volodarskogo Street, 38. E-mail: burenie@rambler.ru

*It is found out that zeolites are formed in alkaline environment at diagenesis or katagenesis and reduce permeability and porosity of reservoir rocks. It is shown that zeolite content in reservoir rocks is directly related to the porosity value and can reach 13 % of the total volume of rock. It is quite difficult to detect zones of zeolitization by means of well logs. Therefore logs should be corrected for the possible content of zeolites on the base of core analysis data which provide detection of the intervals with zeolitization. The authors have determined that the process of zeolitization in Messoyakha group of fields is related to the specific stratigraphic intervals and namely with Suhodudinskaya Formation of Lower Cretaceous age. On a regional scale the zeolitized rocks occur in regional fault zones and zones with enclosing rocks undergone strong metasomatic changes. Based on the core and log data the existing depositional environment concept of producing reservoirs of Messoyakha group of fields has been revised and the most favorable conditions and periods of zeolites formation have been determined. In addition, based on the experience of development of fields with high zeolites content, the best method of near- wellbore treatment, which has a direct impact on oil recovery enhance, was offered.*

### Key words:

*Zeolites, metasomatism, reservoir properties, lomontite, facies model, oil recovery, bottomhole zone, Messoyakha field group.*

### REFERENCES

1. Agalakov S.E., Baburin A.N., Bepalova S.N. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnost Srednemesoyakhskogo vala [Peculiarities of geological structure and oil and gas potential of Srednemesoyakhskiy bank]. *Gornye vedomosti*, 2004, no. 1, pp. 48–72.
2. Bochkarev B.C., Brekhuntsov A.M., Penyagin P.V. Voprosy tektoniki Yamalo-Gydanskogo regiona i prelegayushchikh territoriy [Issues of tectonics and in Yamalo-Gydansky region and neighbor territories]. *Gornye vedomosti*, 2005, no. 12, pp. 42–63.
3. Einsele G. *Sedimentary Basins. Evolution, Facies, and Sediment Budget*. Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 1992, 628 p.
4. Korobov A.D., Korobova L.A., Akhlestina E.F. Mineralnye assotsiatsii produktov gidrotermalnogo izmeneniya – klyuch k ponimaniyu vozniknoveniya zon razuplotneniya i fazovoy zonalnosti uglevodorodov (na primere Zapadnoy Sibiri) [Mineral associations hydrothermal change products is the key to understanding the occurrence of zones of decompression and phase zonality (by the example of Western Siberia)]. *Izvestiya Saratovskogo universiteta*, 2008, vol. 8, no. 1, pp. 42–50.
5. Belyakov E.O. *Postroenie petrofizicheskikh modeley filtratsionno-emkostnykh svoystv tekturno-neodnorodnykh terrigennykh kolektorov*. Kand. Diss. [Construction of petrophysical models of reservoir quality for textural non-uniform terrigenous reservoirs. Cand. Diss.] Tyumen, 1998. 276 p.
6. Pospelov V.V. Nekotorye osobennosti razrabotki zalezhey nefiti v tseolitsoderzhashchikh porodakh fundamenta [Some features of developing oil reservoirs in zeolite-bearing rocks of the base]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2008, vol. 3. Available at: [http://www.ngtp.ru/12/50\\_2008.pdf/](http://www.ngtp.ru/12/50_2008.pdf/) (accessed 08 May 2013).
7. Brek D. *Tseolitovye molekulyarnye sita* [Zeolite molecular sieve]. Moscow, Mir, 1976. 781 p.
8. Podnebesnykh A.V. Osobennosti formirovaniya tseolitov v nizhnemelovykh otlozheniyakh yuga Gydanskogo poluostrova [Features of forming zeolites in Lower Cretaceous deposits in the south of Gydansk peninsula]. *Materialy VII Vserossiyskogo litologicheskogo soveshchaniya* [Proc. VII All-Russian lithological meeting]. Novosibirsk, 28–31 October 2013. Novosibirsk, INGG SO RAN, 2013, vol. II, pp. 382–386.
9. Podnebesnykh A.V., Reshetnikov D.A. Problemy diagnostiki tseolitov v produktivnykh otlozheniyakh Messoyakhskoy gruppy mestorozhdeniy [Problems of diagnosing zeolites in productive sediments of Messoyakhskoy group of fields]. *Doklady mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Tyumen 2013: Novye geotekhnologii dlya starykh provintsiy»* [Reports of International research conference. New technologies for old provinces]. Tyumen, 2013. Available at: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=67265/> (accessed 13 August 2013).
10. Kossovskaya A.G. Geneticheskie tipy tseolitov stratifitsirovannykh formatsiy [Genetic types of zeolites of stratified formations]. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 1975, no. 2, pp. 23–44.
11. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefiti i gaza obemnym metodom* [Methodic recommendations on calculation of original oil and gas by the volumetric procedure]. Ed. by V.I. Petersile. Moscow; Tver, Tvergeofizika, 2003. 259 p.
12. Belyanin G.N., Babets M.A., Kireev F.A., Dong Ch.L., Martynov O.F., Tuan F.A., Tien H.D., Khang N.T. Osobennosti kislotnogo vozdeystviya na granitoidy fundamenta mestorozhdeniya «Bely Tigr» [Peculiarities of acidic effect on granitoids in the base of «Bely Tigr» deposit]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2001, no. 1, pp. 45–51.
13. Pospelov V.V., Shnip O.A. Tseolity neftesoderzhashchikh porod shelfa Yuzhnogo Vyetnama [Zeolites of oil rock in the shelf area of South Vietnam]. *Geologiya nefiti i gaza*, 1995, no. 7, pp. 38–43.