

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 553.98.041(470.1)

Модель формирования нефтегазоносности в глубокопогруженных триасовых отложениях

К.А. Мещеряков, Т.В. Карасева, О.Ю. Мещерякова

Пермский государственный национальный исследовательский университет
614990, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: kostian_m@mail.ru

(Статья поступила в редакцию 13 марта 2020 г.)

На примере глубокопогруженных триасовых отложений севера Западной Сибири построена модель формирования нефтегазоносности, которая позволяет проследить все стадии – от накопления нефтегазоматеринских свит до разрушения нефтей и генерации газа. Модель также учитывает образование коллекторов и предполагаемые пути миграции углеводородов. Результаты работы указывают на наличие в триасовых отложениях самостоятельной генерационно-аккумуляционной системы и существование глубинных коллекторов. Сделан фазовый прогноз состояния углеводородов в зависимости от глубины погружения пород.

Ключевые слова: *триасовые отложения, модель нефтегазоносности, нефтегазоматеринская свита, коллекторские свойства.*

DOI: 10.17072/psu.geol.19.2.159

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн является крупнейшим бассейном в мире. Многие исследователи прогнозируют нисходящий тренд добычи нефти и газа в ближайшем будущем, если не будут вовлечены в разработку новые нефтегазоносные объекты.

В настоящее время в связи со снижением ресурсов углеводородов (УВ) в верхних горизонтах назрела необходимость более детального исследования геологического строения и нефтегазоносности нижних комплексов осадочного чехла. Одним из перспективных объектов выступают триасовые терригенные отложения севера Западной Сибири. В южной и центральной частях средняя глубина залегания преимущественно составляет 1800–2500 м, на севере она может достигать 7000 м и более. Изученность триасовых отложений в северной части значительно ниже, что обусловлено глубиной залегания (Мещеряков и др., 2019).

В основу исследований легли результаты глубокого и сверхглубокого бурения на севере Западной Сибири (рис. 1).

Тюменская сверхглубокая скважина СГ-6 (забой 7502 м) вскрыла Коротчаевский прогиб, Ен-Яхинская сверхглубокая СГ-7 (забой 8250 м) – Ен-Яхинский прогиб и Ярудейская 38 параметрическая (забой 5010 м) – Ярудейский прогиб. По данным глубокого и сверхглубокого бурения выяснилось, что в триасовых терригенных толщах мощностью до 1350 м выявлены нефтегазоматеринские (НГМ) свиты (рис. 2). Общая особенность результатов бурения в том, что толщины триасовых отложений оказались значительно больше, чем предполагалось ранее, и к ним приурочены нефтегазопроявления. В связи с тем, что триасовые отложения могут иметь значительный углеводородный потенциал, актуально формирование модели нефтегазоносности.

В основу построения модели легли работы зарубежных авторов, которые учитывают все стадии нефтегазоносности – от начала формирования нефтематеринских пород до определения критического момента существования нефтей (Beglinger et al., 2012; Surjono et al., 2018; Ulmishak, 2003; Wang et al., 2019).

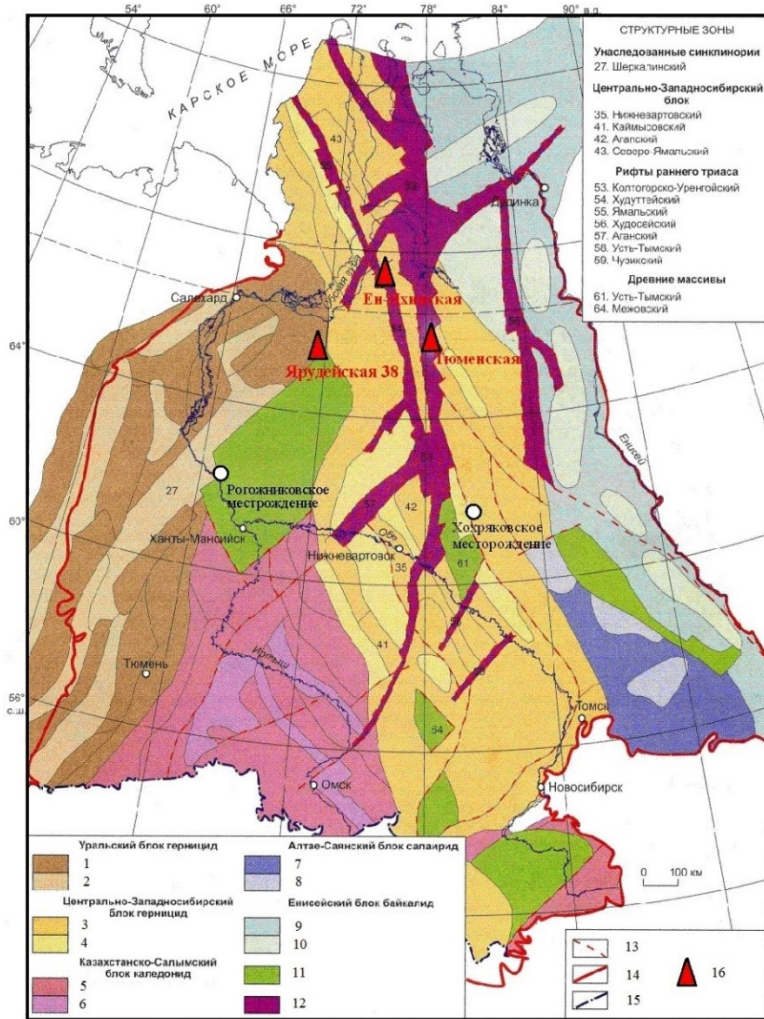


Рис. 1. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (по Жеро О. Г. и др., 2004; редактор В.С. Сурков)

Условные обозначения:
1 – антиклинории; 2 – синклинии; 3 – антиклинории инверсионные; 4, 6, 8 – прогибы и впадины; 5 – антиклинории унаследованные; 7 – складчатые комплексы; 9 – складчатый чехол (венд – нижний палеозой); 10 – прогибы и впадины (средний – верхний палеозой); 11 – древние массивы; 12 – рифты раннего триаса; 13 – глубинные разломы; 14 – граница Западно-Сибирской плиты; 15 – государственная граница Российской Федерации; 16 – скважина

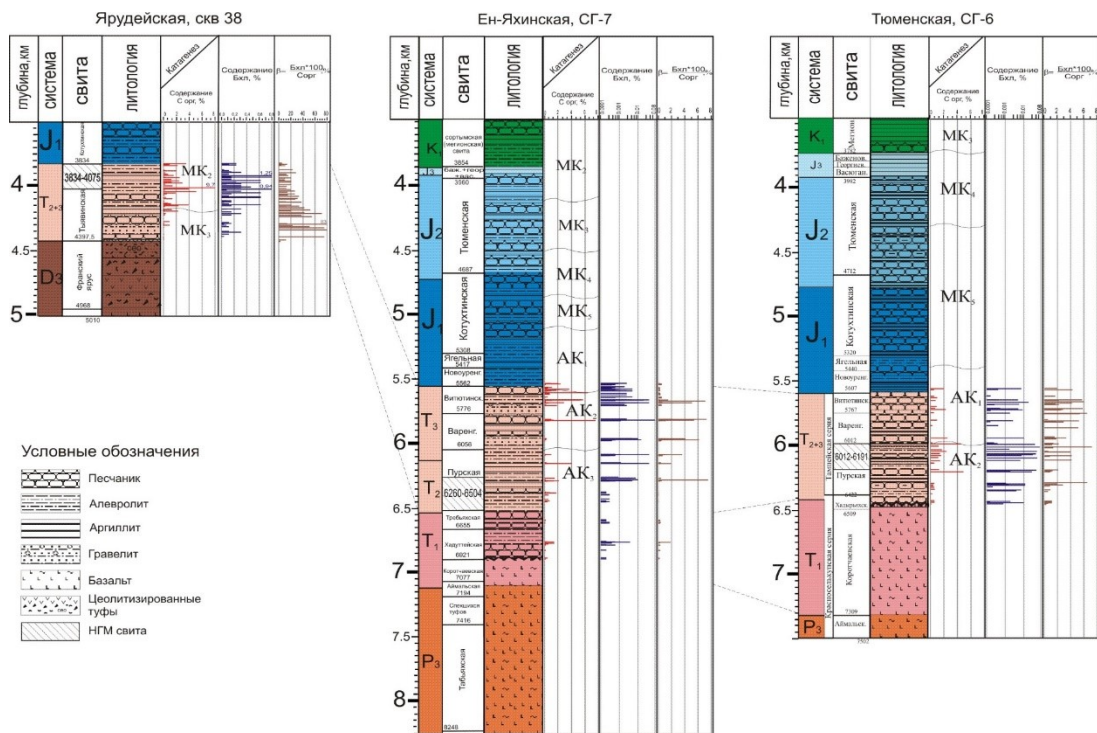


Рис. 2. Геолого-геохимические разрезы триасовых прогибов севера Западной Сибири

Для построения обобщенной модели в глубокопогруженных триасовых отложениях севера Западной Сибири был изучен их нефтегазоматеринский потенциал. С учетом изучения обстановок седиментогенеза и диагенеза установлено, что в средне-верхнетриасовых отложениях создавались благоприятные условия для формирования НГМ пород с преобладанием органического вещества (ОВ) гумусового типа. Выделением НГМ пород в пределах Ен-Яхинского и Коротчаевского прогибов занимались Г.Л. Беляева, Т.В. Карасева, А.Н. Башков и другие, в Ярудейском прогибе НГМ свита выделена К.А. Мещеряковым.

Были изучены и проанализированы нефтегазоматеринские свойства пород на основе специальных исследований на пиролитическом устройстве Rock-Eval. НГМ свиты Коротчаевского, Ен-Яхинского и Ярудейского прогибов залегают в средне-верхнетриасовых отложениях (рис. 1) и характеризуются общими чертами: повышенным содержанием $S_{орг}$, доминированием ОВ гумусового типа, мощностью НГМ пород в свитах более 100 м. Основные различия связаны с изменением остаточного нефтяного потенциала S_2 в Коротчаевском и Ен-Яхинском прогибах, что обусловлено глубинами погружения и катагенетическим преобразованием ОВ пород. Параметр S_2 в Коротчаевском и Ен-Яхинском прогибах имеет средние значения 0,28–0,3, а в Ярудейском – 5,57 мг/г породы.

На следующем этапе были проанализированы изменения коллекторских свойств пород с глубиной и установлены корреляционные зависимости. В терригенной формации триасовых пород не прослеживается значительной тенденции снижения фильтрационно-емкостных свойств пород с глубиной. По результатам данных ГИС и исследований керны присутствуют поровые и смешанные типы коллекторов. Несмотря на существенные различия в глубинах погружения прогибов, коллекторские параметры (открытая пористость и газопроницаемость) осадочных пород близки и обычно характеризуются относительно невысокими значениями (рис. 3, 4). Средние значения пористости наиболее высоки в Коротчаевском прогибе – 7,3, в Ен-Яхинском – 6,3, в Ярудейском – 5,2%.

Проницаемость песчаников и алевролитов Ярудейского прогиба несколько выше, чем Коротчаевского и Ен-Яхинского, но во всех трех случаях средние значения укладываются в диапазон $0,001–0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Несмотря на высокую степень катагенеза и гравитационное уплотнение, терригенные породы сохранили коллекторские свойства, хоть и невысокие, и способны аккумулировать углеводороды даже на больших глубинах. Коллекторы выделены выше и ниже НГМ свиты. По результатам испытаний над и под НГМ свитами в Коротчаевском и Ен-Яхинском прогибах получены притоки газа. Максимальный приток углеводородного газа был получен в Ен-Яхинском прогибе ниже НГМ свиты в интервале 6750–6760 м дебитом 1,2 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Развитию нисходящей вертикальной миграции, вероятно, способствовало аномально высокое пластовое давление (АВПД) ($K_{аном} = 1,8$). В качестве флюидоупоров выступают пласты аргиллитов.

По результатам установленных зависимостей (таблица) во всех трех прогибах отсутствует связь снижения проницаемости с глубиной, снижение пористости с глубиной отмечилось только для Ен-Яхинского прогиба. Гравитационное уплотнение пород на больших глубинах не оказывает существенного влияния на изменение коллекторских свойств. Увеличение плотности пород с глубиной фиксируется только для Ен-Яхинского прогиба. Корреляционные связи между пористостью и проницаемостью выявлены для трех прогибов, но они ниже, чем для аналогичных терригенных пород, погруженных на глубины до 3–4 км. Максимальный коэффициент корреляции $r = (0,61)$ отмечен для терригенных пород Ярудейского прогиба, для Коротчаевского прогиба $r = (0,54)$, а для Ен-Яхинского еще ниже – $r = (0,41)$, что указывает, вероятно, на снижение уровня данных связей с глубиной. Прежде всего, это объясняется тем, что в рассматриваемых прогибах широко развито проявление трещиноватости. Для Ярудейского и Ен-Яхинского прогибов, где она изучена относительно полно, наблюдаются достоверные прямые пропорциональные связи проницаемости и параметров трещиноватости песчано-алевритовых пород.

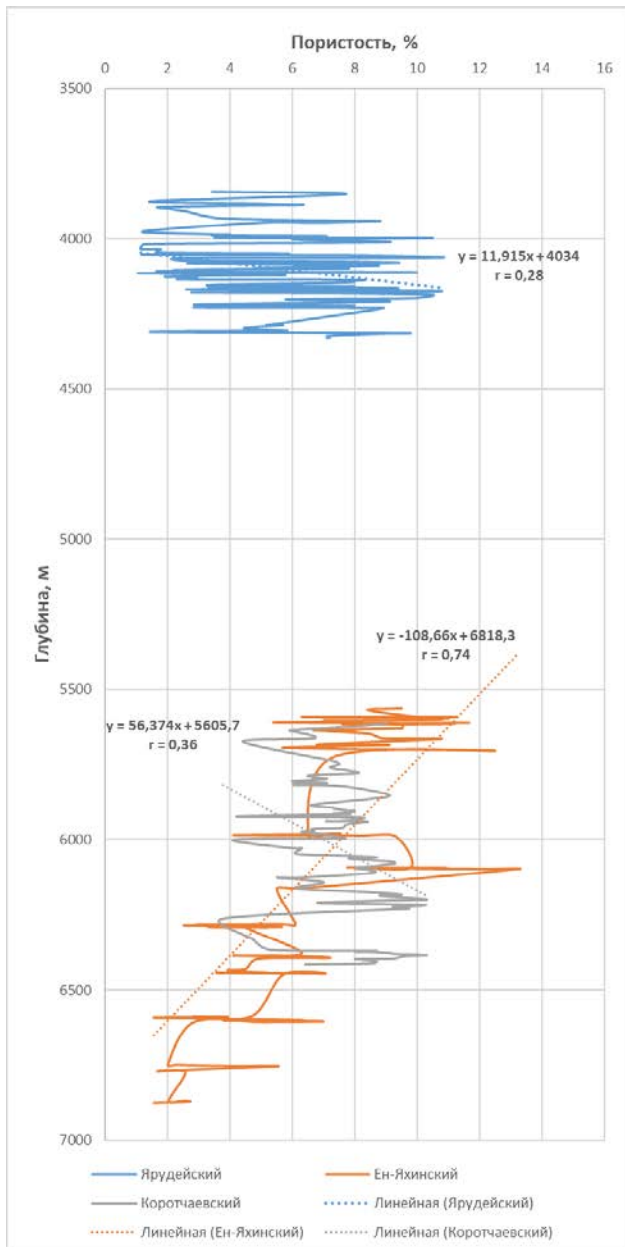


Рис. 3. Динамика изменения пористости песчаников по глубине

Установлено, что на больших глубинах на коллекторские свойства пород оказывает существенное влияние глинистость. Устойчивые связи определены для проницаемости и глинистости трех прогибов. В песчано-алевритовых породах Ен-Яхинского прогиба значения глинистости не превышают 28% (при наиболее часто встречающихся значениях 12–22%), тогда как для Ярудейского (средние значения 25–35%) и Коротчаевского (средние значения 25–40%) прогибов этот показатель значительно выше: до 50 и до 60% соответственно. Влияние карбонатности на изменение пористости отмечено только в Коротчаевском прогибе.

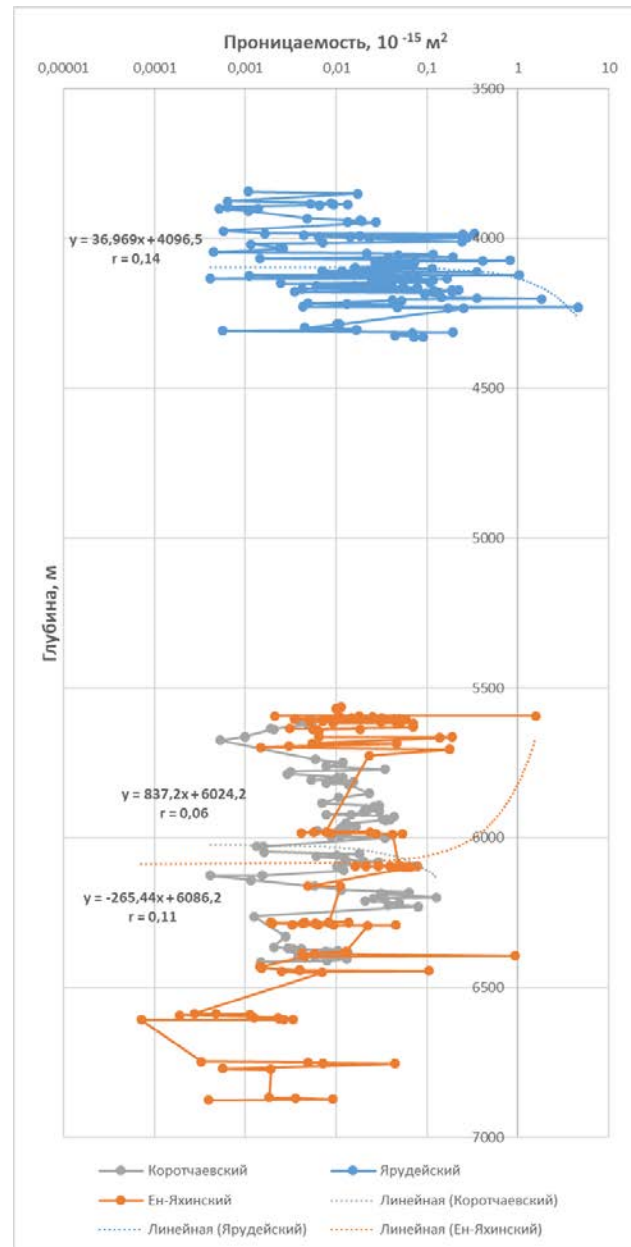


Рис. 4. Динамика изменения проницаемости песчаников по глубине

Для представления процессов формирования и преобразования триасовых отложений применялось 1D бассейновое моделирование, которое позволяет рассмотреть комплексно в одной модели процессы формирования нефтегазоносности в геологическом времени (рис. 5).

Первой образовалась НГМ свита в Ен-Яхинском прогибе еще в начале среднетриасовой эпохи. Следом за ней сформировалась свита Коротчаевского прогиба. Наиболее позднее накопление отложений, впоследствии ставших НГМ свитой, отмечено в Ярудейском прогибе в конце позднеэриасового времени.

Зависимости между коллекторскими свойствами песчано-алевритовых пород с рядом первичных и вторичных факторов

| Формула | Прогиб | | | | | |
|---------------------------------|--|-------|---|-------|---|-------|
| | Коротчаевский | | Ен-Яхинский | | Ярудейский | |
| | Уравнение | r | Уравнение | r | Уравнение | r |
| $K_{\Pi} = f(H)$ | $K_{\Pi} = -4,41 + 0,001 \cdot H$ | 0,32 | $K_{\Pi} = 29,81 - 0,003 \cdot H$ | -0,66 | $K_{\Pi} = -12,99 - 0,004 \cdot H$ | 0,20 |
| $lgK_{\Pi r} = f(H)$ | $lgK_{\Pi r} = -1,91 - 0,2^4 \cdot H$ | -0,01 | $lgK_{\Pi r} = -0,71 - 0,2^3 \cdot H$ | -0,11 | $lgK_{\Pi r} = -9,12 + 0,001 \cdot H$ | 0,23 |
| $\Pi_{\Pi} = f(H)$ | $\Pi_{\Pi} = 2,61 - 0,2^4 \cdot H$ | -0,08 | $\Pi_{\Pi} = 1,77 + 0,13^3 \cdot H$ | 0,48 | $\Pi_{\Pi} = 2,91 - 0,9^4 \cdot H$ | -0,15 |
| $\Pi_{\Pi} = f(K_{\Pi})$ | $\Pi_{\Pi} = 2,73 - 0,03 \cdot K_{\Pi}$ | -0,90 | $\Pi_{\Pi} = 2,77 - 0,03 \cdot K_{\Pi}$ | -0,75 | $\Pi_{\Pi} = 2,68 - 0,02 \cdot K_{\Pi}$ | -0,90 |
| $\Pi_{\Pi} = f(lg_{\Pi r})$ | $\Pi_{\Pi} = 2,31 - 0,09 \cdot lg_{\Pi r}$ | -0,79 | $\Pi_{\Pi} = 2,42 - 0,06 \cdot lg_{\Pi r}$ | -0,47 | $\Pi_{\Pi} = 2,44 - 0,05 \cdot lg_{\Pi r}$ | -0,63 |
| $lg_{\Pi r} = f(K_{\Pi})$ | $lg_{\Pi r} = -3,23 + 0,16 \cdot K_{\Pi}$ | 0,54 | $lg_{\Pi r} = -2,96 + 0,13 \cdot K_{\Pi}$ | 0,41 | $lg_{\Pi r} = -2,80 + 0,22 \cdot K_{\Pi}$ | 0,61 |
| $K_{\Pi} = f(\Gamma_{\Pi})$ | $K_{\Pi} = 10,54 - 0,09 \cdot \Gamma_{\Pi}$ | -0,64 | $K_{\Pi} = 7,17 - 0,01 \cdot \Gamma_{\Pi}$ | 0,01 | $K_{\Pi} = 8,27 - 0,17 \cdot \Gamma_{\Pi}$ | -0,67 |
| $lg_{\Pi r} = f(\Gamma_{\Pi})$ | $lg_{\Pi r} = -0,90 - 0,03 \cdot \Gamma_{\Pi}$ | -0,86 | $lg_{\Pi r} = -0,58 - 0,06 \cdot \Gamma_{\Pi}$ | -0,63 | $lg_{\Pi r} = -0,67 - 0,05 \cdot \Gamma_{\Pi}$ | -0,63 |
| $lg_{\Pi r} = f(m_{\tau})$ | нет данных | - | $lg_{\Pi r} = -2,47 + 14,2 \cdot m_{\tau}$ | 0,81 | $lg_{\Pi r} = -2,22 + 2,85 \cdot m_{\tau}$ | 0,83 |
| $K_{\Pi} = f(K_{\text{рб}})$ | $K_{\Pi} = 7,82 - 0,19 \cdot K_{\text{рб}}$ | -0,80 | $K_{\Pi} = 7,60 - 0,1 \cdot K_{\text{рб}}$ | -0,39 | $K_{\Pi} = 4,07 - 0,02 \cdot K_{\text{рб}}$ | -0,07 |
| $lg_{\Pi r} = f(K_{\text{рб}})$ | $lg_{\Pi r} = -1,97 + 0,001 \cdot K_{\text{рб}}$ | 0,01 | $lg_{\Pi r} = -1,75 - 0,03 \cdot K_{\text{рб}}$ | -0,44 | $lg_{\Pi r} = -1,71 - 0,02 \cdot K_{\text{рб}}$ | -0,20 |

Примечание: K_{Π} – пористость; $K_{\Pi r}$ – газопроницаемость; Γ_{Π} – глинистость; H – глубина; m_{τ} – емкость открытых трещин; $K_{\text{рб}}$ – карбонатность; Π_{Π} – плотность.

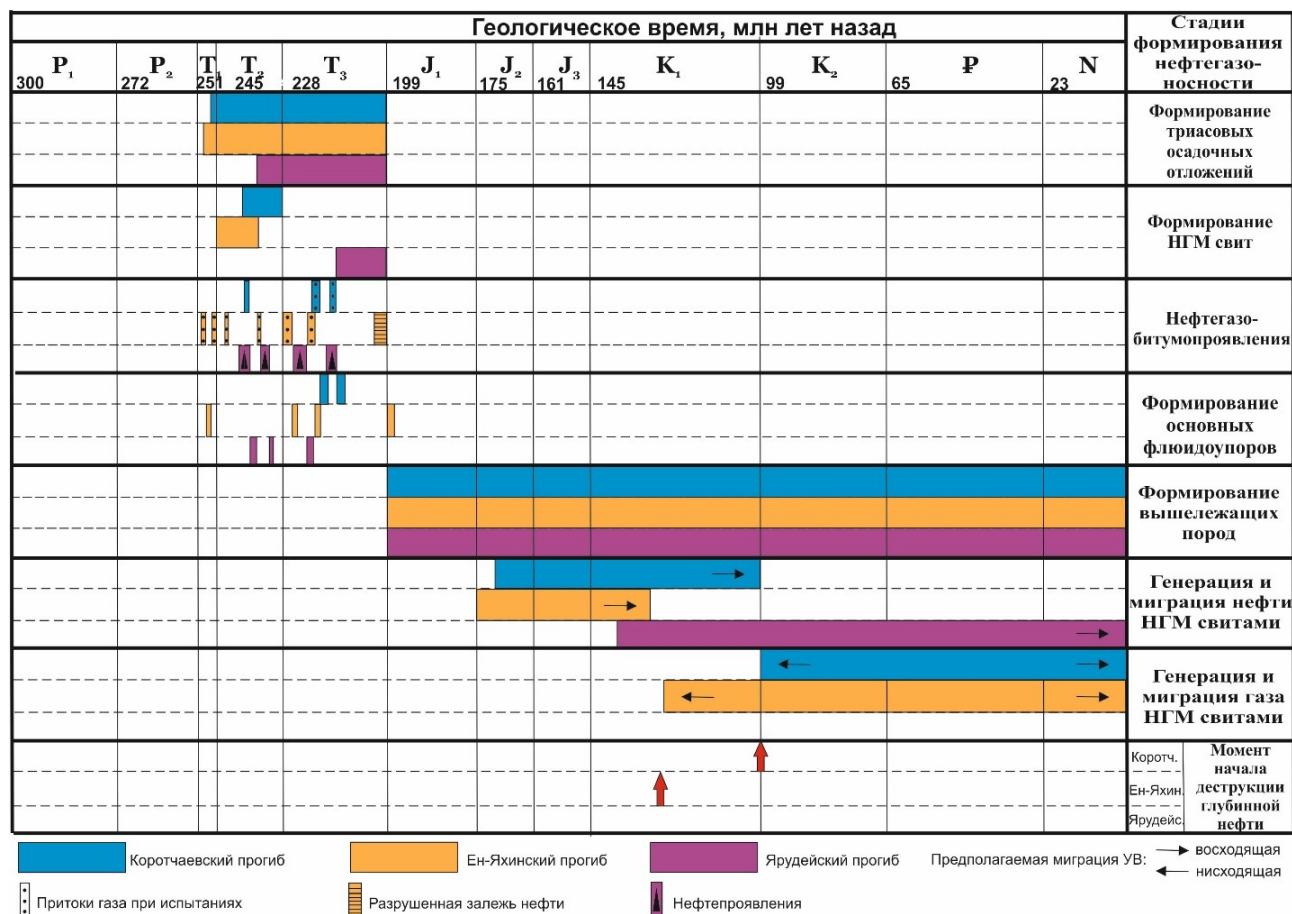


Рис. 5. Модель формирования нефтегазоносности в глубоководных триасовых отложениях (составитель К. А. Мещеряков)

По результатам петрофизических и геофизических исследований выделены основные коллекторы и флюидоупоры. В модели также обозначены интервалы с притоками газа в Коротчаевском и Ен-Яхинском прогибах по результатам испытаний пластов.

Особенность верхнетриасовых отложений Ен-Яхинского прогиба в том, что в разрезе диагностирована разрушенная залежь нефти (Мещеряков и др., 2018). В Ярудейском прогибе отмечены интервалы с повышенными показаниями газового каротажа и нефтепроявлениями по керну.

Накопление вышележащих пород во всех трех прогибах шло без существенных перебоев в осадконакоплении.

Раньше всех на глубине 2100 м при палеотемпературе $\sim 90^\circ\text{C}$ в главную зону нефтеобразования (ГЗН) вступила НГМ свита Ен-Яхинского прогиба и пребывала в ней ~ 40 млн лет. Ее подошва вступила в ГЗН с начала среднеюрского времени, а кровля – в середине среднеюрской эпохи (спустя ~ 10 млн л) и была в данной зоне до начала первой половины раннемеловой эпохи включительно.

К концу раннеюрского времени НГМ свита Коротчаевского прогиба погрузилась на глубину ~ 1900 м, а начиная с конца первой половины среднеюрской эпохи на глубине ~ 2050 м при палеотемпературе $\sim 80^\circ\text{C}$ ее подошва вступила в ГЗН. Кровля вступила в ГЗН в середине первой половины позднеюрского времени (спустя ~ 20 млн л). Генерация нефтяных УВ продолжалась вплоть до конца раннемеловой эпохи при погружении свиты на глубину до 4000 м.

Подошва НГМ свиты Ярудейского прогиба вступила в ГЗН только в первой половине раннемелового периода (~ 120 млн л назад) при глубине ~ 2500 м, а кровля – спустя 10 млн лет. Рассматриваемая свита пребывает в ГЗН до настоящего времени. Вероятно, эмиграция УВ была затруднена из-за высокой глинистости песчаников; следствием этого процесса является обнаружение нефтепроявлений в самой НГМ свите.

При погружении на глубину более ~ 3600 м начиная с начала второй половины раннемеловой эпохи катагенетические преобразования НГМ свиты Ен-Яхинского прогиба (при палеотемпературе $\sim 120 - 130^\circ\text{C}$)

достигли стадии МК₄, т. е. свита вступила в главную зону газообразования (ГЗГ), в которой началась генерация газоконденсатных, а затем газовых УВ, продолжающаяся до настоящего времени. Породы НГМ свиты Коротчаевского прогиба вступили в ГЗГ позже, с конца раннемеловой эпохи, при погружении на глубину более 4000 м (при палеотемпературе $\sim 120 - 130^\circ\text{C}$) и пребывают в данной зоне до настоящего времени.

Относительно высокая плотность эмиграции газа в этих прогибах могла обеспечить широкое развитие процессов вертикальной и латеральной миграции газов. В условиях АВПД вертикальная миграция происходила как в выше-, так и в нижележащие комплексы пород.

Процессы эмиграции УВ из НГМ свит вряд ли были затруднены в связи с широким развитием песчаников и алевролитов, которые даже на больших глубинах проявляют повышенные коллекторские свойства. Происходили они, скорее всего, одновременно с генерацией УВ.

Погружение пород в зону ГЗГ приводило к разрушению ранее образовавшихся нефтяных залежей, существование которых было ограничено критическим моментом – началом деструкции глубинной нефти, соответствующей катагенезу МК₄. Первыми в зону разрушения нефти вступили триасовые отложения Ен-Яхинского прогиба в середине раннемеловой эпохи, затем в конце раннемелового времени – отложения Коротчаевского прогиба. В Ярудейском прогибе породы не вступали в эту зону. В первых двух прогибах в разрезах скважин зафиксированы твердые битумы, следы разрушения нефтей и битумоидов.

Представленная модель нефтегазоносности указывает на наличие самостоятельной генерационно-аккумуляционной системы в триасовых отложениях севера Западной Сибири и существование глубинных коллекторов. На глубинах ниже 5 км размещается крупная зона газообразования и газонакопления. На меньших глубинах триасовые отложения могут быть перспективны на поиски нефтяных залежей.

Работа подготовлена при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00476.

Библиографический список

Мещеряков К. А., Карасева Т. В., Кожанов Д. Д., Мещерякова О. Ю. Триасовый нефтегазоносный комплекс – потенциальный объект для прироста ресурсной базы Западной Сибири // Вестник Пермского университета. Геология. 2019. Т. 18, № 1. С. 81 – 86. DOI: 10.17072/psu.geol.18.1.81.

Мещеряков К.А., Карасева Т.В., Мещерякова О.Ю. Разрушенная нефтяная залежь нефти в разрезе сверхглубокой Ен-Яхинской скважины // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: сб. матер. международной академической конференции. Тюмень, 2018. С. 92 – 96.

Beglinger S. E., Corver M. P., Doust H., Cloetingh S., Thurmond A. K. A New Approach of Relat-

ing Petroleum System and Play Development to Basin Evolution // An Application to the Conjugate Margin Gabon Coastal and Almada-Camamu Basins // AAPG Bull. 2012. Vol. 96. P. 953–982.

Surjono S. S., Hidayat R., Wagimin N. Triassic petroleum system as an alternative exploration concept in offshore western Timor Indonesia // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2018. № 8. P. 703–711.

Ulmishek G. F. Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia // U. S. Geological Survey Bulletin. 2003. 2201-G. 53 p.

Wang B., Doust H., Liu J. Geology and Petroleum Systems of the East China Sea Basin // Energies. 2019. Vol. 12, 4088. DOI: 10.3390/en12214088. www.mdpi.com/journal/energies.

Model of Oil and Gas Formation on the example of Triassic Deep Sediments of the North of Western Siberia

К.А. Meshcheriakov, Т.В. Karaseva, О.Ю. Meshcheriakova

Perm State University

15 Bukireva Str., Perm 614990. E-mail: kostian_m@mail.ru

Using the example of deeply immersed Triassic deposits in the north of Western Siberia, a model of formation of the oil-and-gas content has been created allowing us tracing all stages from the accumulation in the source suites to the oil decomposition and gas generation. The model also takes into account the reservoir formation and predicted hydrocarbon migration paths. The results of the work indicate the presence in the Triassic sediments of the independent generation-accumulation system and the existence of deep reservoirs. A phase forecast of the state of hydrocarbons is made depending on the depth of immersion of the rocks.

Key words: *Triassic deposits, model of oil- and-gas potential, oil- and-gas source suite, reservoir properties.*

References

Beglinger S.E., Corver M.P., Doust H., Cloetingh S., Thurmond A.K. 2012. A New Approach of Relating Petroleum System and Play Development to Basin Evolution. An Application to the Conjugate Margin Gabon Coastal and Almada-Camamu Basins. AAPG Bull. 96(6):953–982. doi: 10.1306/10271111040

Meshcheriakov K.A., Karaseva T.V., Kozhanov D.D., Meshcheriakova O.Yu. 2019. Triasovyy neftegazonosnyy kompleks – potencialnyy obyekt dlya prirosta resursnoy bazy Zapadnoy Sibiri [The Triassic oil and gas complex is a potential object for increasing the resource base of Western Siberia]. Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya. 18(1): 81-86. doi: 10.17072/psu.geol.18.1.81. (in Russian)

Meshcheriakov K.A., Karaseva T.V., Meshcheriakova O.Yu. 2018. Razrushennaya neftyanaya zalezh nefiti v razreze sverkhglubokoy En-

Yakhinskoy skvazhiny [Destroyed oil reservoir in the context of an ultra-deep En-Yakhinskaya well]. Sbornik Materialov mezhdunarodnoj akademicheskoy konferencii «Sostoyanie, tendentsii i problemy razvitiya neftegazovogo potentsiala Zapadnoy Sibiri». Tyumen, TIU, pp.92-96. (in Russian)

Surjono S.S., Hidayat R., Wagimin N. 2018. Triassic petroleum system as an alternative exploration concept in offshore western Timor Indonesia. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 8:703–711. doi: 10.1007 /s13202-017-0421-4.

Ulmishek G.F. 2003. Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia. U. S. Geological Survey Bulletin 2201-G, p. 53.

Wang B., Doust H., Liu J. 2019. Geology and Petroleum Systems of the East China Sea Basin. Energies. 12(21):4088. doi: 10.3390/en12214088.