

**Факторы, определяющие слабую цементированность пород сеноманского возраста большехетской зоны месторождений**

**Н. Ю. Москаленко**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия  
e-mail: MoskalenkoNY@tmn.lukoil.com

*Аннотация.* Важность и актуальность темы публикации обусловлена значимостью объекта исследований. В пределах сеноманского комплекса выявлены десятки уникальных и гигантских месторождений газа и нефти: Уренгойское, Медвежье, Ямбургское, Вынгапуровское, Мессояхское, Находкинское, Русское и др. Главной особенностью пород сеномана является их слабая цементация, что создает значительные трудности в отборе и изучении керна, который является прямым и наиболее информативным источником данных о составе и свойствах горных пород, слагающих геологический разрез.

Выявление факторов, определяющих слабую цементацию пород-коллекторов позволит установить порядок при отборе и лабораторных исследованиях образцов керна, а следовательно, получить достоверные данные о пласте и оценках запасов углеводородов как открытых и эксплуатируемых месторождений, так и вновь открываемых, вводимых в разработку месторождений на территории Гыданского полуострова и Большехетской зоны месторождений (объект исследования). Важно это и для одного из перспективных направлений — разведки и освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа в акваториях арктических морей России.

В результате проведенного анализа установлено, что формирование пород пластов ПК<sub>1-3</sub> сеноманского возраста Большехетской зоны месторождений происходило в условиях нормального уплотнения терригенных осадочных пород, характерных для большей части Западно-Сибирского нефтегазосносного мегабассейна. Слабая цементация пород-коллекторов обусловлена относительно низкими термобарическими условиями их залегания, а также не высоким содержанием в них глинистого и практически отсутствием карбонатного цемента. Литолого-петрофизическая характеристика их близка к аналогичным отложениям сеномана северных месторождений Западной Сибири и может быть применена для малоизученных районов.

*Ключевые слова:* слабая цементация; сеноман; глубина залегания; глинистость; слабосцементированные породы

**Determining factors of the unconsolidated rocks of Cenomanian reservoir on the Bolshekhetskaya depression**

**Natalia Yu. Moskalenko**

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia  
e-mail: MoskalenkoNY@tmn.lukoil.com

*Abstract.* The relevance of the article is associated with the importance of the object of the research. Dozens of unique and giant oil and gas fields, such as Uren-goyskoye, Medvezhye, Yamburgskoye, Vyngapurovskoye, Messoyakhskoye, Na-

khodkinskoye, Russkoye, have been identified within the Cenomanian complex. The main feature of Cenomanian rocks is their slow rock cementation. This leads to significant difficulties in core sampling and the following studies of it; that is the direct and most informative source of data on the composition and properties of rocks that create a geological section.

The identification of the factors, which determine the slow rock cementation of reservoir rocks, allows establishing a certain order in sampling and laboratory core studies. Consequently, reliable data on the reservoir and estimation of hydrocarbon reserves both of discovered and exploited fields and newly discovered fields that are being developed on the territory of the Gydan peninsula and the Bolshekhetskaya depression will be obtained. This study is also important for the exploration and development of hydrocarbon resources of the continental shelf in the waters of the Arctic seas of Russia as one of the most promising areas.

As a result of the analysis, it was found that the formation of rocks of the PK<sub>1-3</sub> Cenomanian age of the Bolshekhetskaya depression happened under conditions of normal compaction of terrigenous sedimentary rocks that are located in the West Siberian basin. Slow rock cementation of reservoir rocks is associated with relatively low thermobaric conditions of their occurrence, as well as the low content of clay and absence of carbonate cements. Their lithological and petrophysical characteristics are close to the analogous Cenomanian deposits of the northern fields of Western Siberia and can be applied to other unconsolidated rocks studied areas.

*Key words:* slow rock cementation; Cenomanian stage; depth of occurrence; clay content; unconsolidated rocks

## **Введение**

Комплекс терригенных осадочных отложений сеноманского возраста содержит в себе уникальные по объему залежи газа и нефти, которые располагаются ниже туронских залежей на абсолютной глубине в среднем 850–900 м. В Западной Сибири в пределах этого комплекса выявлены десятки газовых и нефтяных месторождений, среди них такие уникальные и гигантские, как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Юбилейное, Вынгапуровское, Тазовское, Заполярное, Мессояхское, Пякяхинское, Находкинское, Русское, Бованенковское, Харасавэйское и др.

Породы сеномана обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), но при этом существуют трудности в изучении и освоении залежей, связанные со слабой цементацией пород-коллекторов.

Целью данной статьи является установление факторов, определяющих слабую сцементированность пород сеноманского возраста, в частности пород на территории Большехетской зоны месторождений, которая приурочена к Тазовскому району Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Задача — изучение особенностей литолого-петрофизических и геологических условий формирования данных отложений и сравнение их с типовыми разрезами Западной Сибири, установленными рядом исследователей, например, В. Х. Ахияровым и Ф. З. Хафизовым и др. [1, 2].

## **Объект и методы исследования**

Объектом исследования является продуктивный пласт ПК<sub>1-3</sub>, который залегает в верхней части сеноманского яруса покурской свиты, в диапазоне абсолютных глубин порядка 820 м, и представлен песчаниками мелкозернистыми алевритовыми, вверх по разрезу зернистость уменьшается, глини-

стость увеличивается, преобладают песчаные алевролиты с прослоями глинистых алевролитов. Средняя и верхняя продуктивные части пласта характеризуются сложным переслаиванием глинистых алевролитов, песчаных алевролитов, песчаников мелкозернистых алевритовых, преимущественно слабосцементированных. В песчано-алевролитовых породах присутствует растительный детрит. Толщина верхней части покурской свиты порядка 250–300 м, при общей толщине свиты 1 000 м.

В работе для комплекса слабосцементированных пород ряда месторождений Западной Сибири и Большехетской зоны выполнен анализ результатов литолого-петрофизических исследований кернового материала и построены зависимости типа «керна — ГИС» с глубиной.

### Результаты

Коллекторами нефти и газа в породах сеноманского возраста являются песчаники мелкозернистые алевритовые и алевролиты мелко- и крупнозернистые песчаные. Так как породы неоднородны, наблюдается большой диапазон изменения гранулометрического состава (рис. 1а). Основная глинистая составляющая: каолинит (53–92 %) и гидрослюда (30–45 %). Распределение глинистых минералов в составе цемента пород-коллекторов представлено на рисунке 1б.

В слабосцементированных породах-коллекторах содержание глинистого материала ( $K_{гп}$ ) не превышает 5–8 %. Распределение глинистых минералов цемента по разрезу пласта ПК<sub>1-3</sub> в песчано-алевролитовых породах приведено на рисунке 2.

Цемент песчано-алевролитовых пород-коллекторов глинистый, реже карбонатный. Тип цемента поровый, пленочно-поровый, в алевритовых разностях встречается базальный. Среди карбонатов преимущественно сидерит (3,5–18,7 %) и кальцит (11–40 %). В некоторых частях разреза пласта ПК<sub>1-3</sub>, в песчано-алевролитовых породах отмечается значительное содержание монтмориллонита (22–36 %) в составе глинистого цемента.

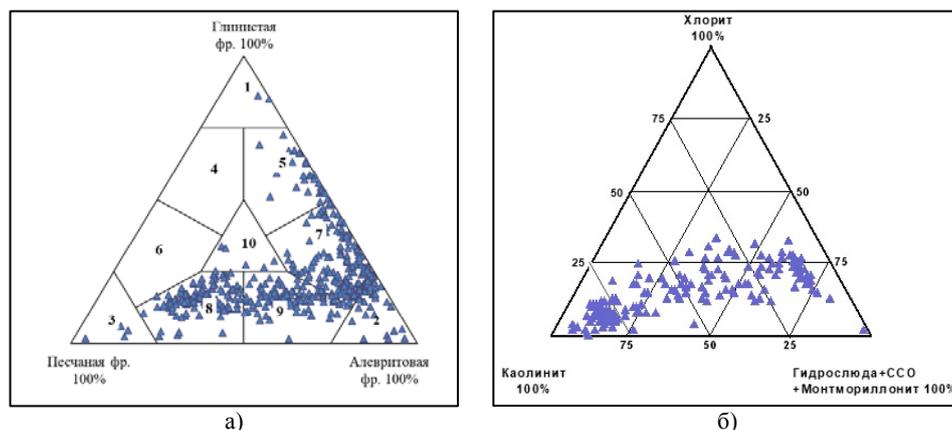


Рис. 1. Состав пород пласта ПК<sub>1-3</sub>: а) гранулометрический состав по классификации Ф. Шепарда: 1 — аргиллит, 2 — алевролит, 3 — песчаник, 4 — песчаный аргиллит, 5 — алевритовый аргиллит, 6 — глинистый песчаник, 7 — глинистый алевролит, 8 — алевритовый песчаник, 9 — песчаный алевролит, 10 — песчано-алевролитовый аргиллит; б) распределение глинистых минералов цемента по данным рентгеноструктурного анализа

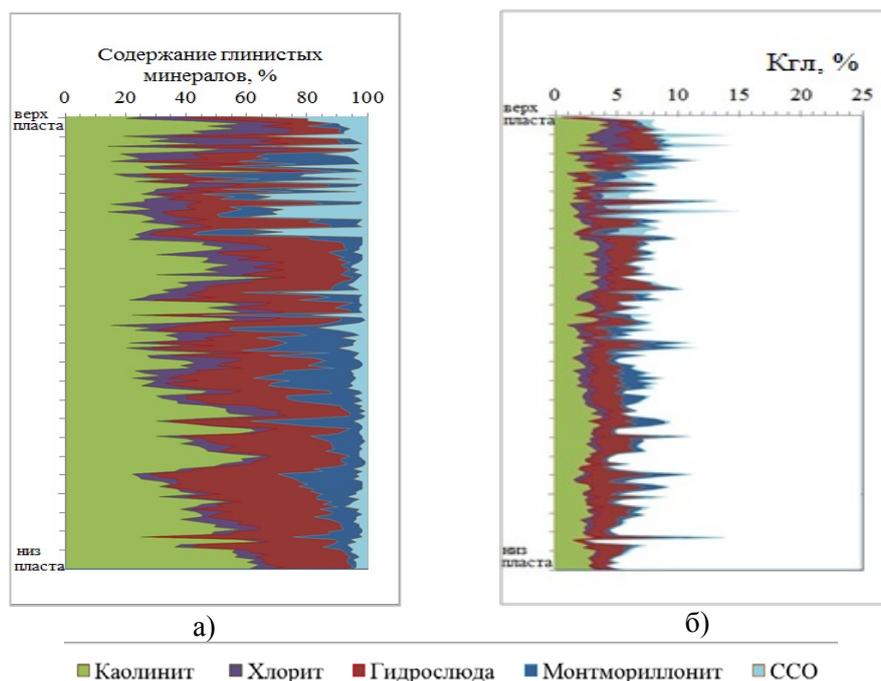


Рис. 2. Минеральный состав песчано-алевритовых пород пласта ПК<sub>1-3</sub>:  
 а) относительное содержание глинистых минералов (в %) во фракции <math>< 0,01 \text{ мм}</math>;  
 б) распределение объемной глинистости и ее минеральных составляющих по разрезу пласта

По минеральному составу в обломочной части коллекторов содержатся кварц —  $35 \div 65$  %, полевой шпат —  $25 \div 55$  %, обломки пород —  $10 \div 25$  % и слюдястые минералы —  $0,5 \div 5$  %. Основной размер обломков находится в диапазоне значений  $50\text{--}110$  мкм. По своей форме зерна скелета угловатые и полуугловатые, реже с небольшой степенью окатанности.

Представляет интерес рассмотреть обоснование плотности упаковки горных пород через расчет отношения числа контактов зерен к общему их количеству, пересеченных единой условной линией (способ О. А. Черникова) [3, 4]. В рассматриваемых пластах ПК<sub>1-3</sub> плотность упаковки меньше единицы, что говорит об очень слабой степени упаковки «скелета» пород и приводит к их слабой цементации.

Отличительной особенностью является отсутствие инкорпорации зерен, а также процессов регенерации кварца и полевых шпатов.

ФЕС пород пласта ПК<sub>1-3</sub>, измеренные на керне, изменяются в широком диапазоне: коэффициент открытой пористости ( $K_{п}$ ) от 0,2 до 40,2 %, со средним значением для коллекторов — 30,2 %; коэффициент абсолютной газопроницаемости ( $K_{пр}$ ) изменяется от 0,001 до  $4\,694,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, со среднегеометрическим значением для коллекторов —  $681,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. На рисунке 3 представлено распределение открытой пористости пород, в том числе с делением по литотипам.

Таким образом, несмотря на значительное количество литотипов в породе, а также в ряде случаев слабую окатанность скелетных зерен, подтвержденную фотографиями шлифов, ФЕС пластов ПК<sub>1-3</sub> достаточно высоки. Поэтому, на наш взгляд, необходимо проанализировать наличие свя-

зи между ФЭС и данными гранулометрического состава, а также степенью сцементированности пород.

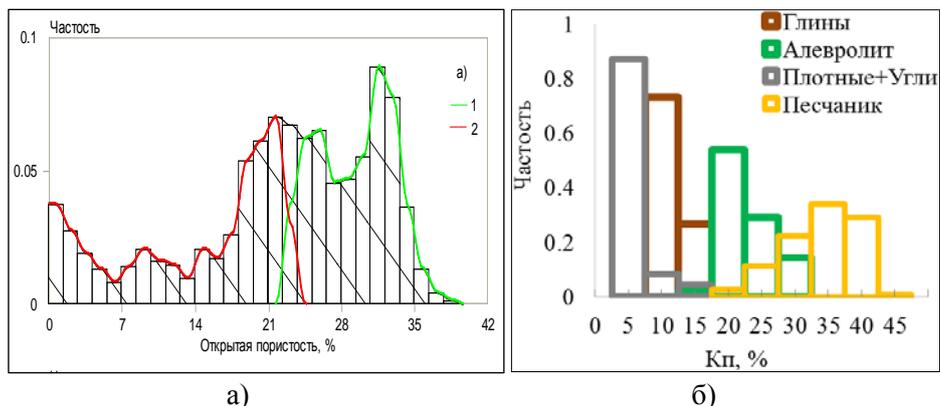


Рис. 3. Распределение открытой пористости пластов ПК<sub>1-3</sub>:  
а) 1 — в коллекторах, 2 — в неколлекторах; б) с делением по литотипам

Так как данных по плотности упаковки, рассчитанной способом О. А. Черникова, недостаточно, определим характеристику степени сцементированности пород согласно методическим рекомендациям по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами [5].

Степень сцементированности пород связана со степенью сортировки песчано-алевритового материала. Степень сортировки песков, обозначенная как  $S_0$ , в данной работе рассчитывается по формуле

$$S_0 = \frac{Q_3}{Q_1}, \quad (1)$$

где  $Q_1$  — первый квартиль,  $Q_3$  — третий квартиль, то есть размеры фракций, соответствующих 25 %-му и 75 %-му содержанию их в анализируемой навеске. Квартили находятся по кумулятивной кривой гранулометрического состава, как абсциссы точек пересечения кривой с ординатами, соответствующими 25 и 75 %.

Классификация песков по степени сортировки следующая:

- при  $S_0 = 1,0 \div 2,5$  хорошо отсортированы;
- при  $S_0 = 2,5 \div 4,5$  средне отсортированы;
- при  $S_0 > 4,5$  плохо отсортированы.

При совместном анализе ФЭС и степени сортировки установлено, что с ростом пористости пород более 28–30 % коэффициент сортировки пород уменьшается до 1,4–1,6; степень отсортированности пород возрастает и, соответственно, уменьшается степень их цементации [6]. При снижении пористости менее 28 % растет доля алевритовой компоненты, при этом степень цементации пород возрастает.

Анализ данных гранулометрического состава показал, что наблюдается закономерное уменьшение содержания пелитовой фракции с ростом псам-

митовой фракции и увеличением пористости. Последнее приводит к изменению соотношения глинистых минералов в составе цемента, а именно к росту доли каолинита и снижению доли гидрослюда и монтмориллонита.

Для целей моделирования объектов слабощементированные породы можно представить в виде среды, состоящей из слабо связанных, упруго-деформируемых неразрушающихся зерен выпуклой формы [7, 8]. В Западной Сибири условия формирования для отложений сеномана можно считать почти идеальными, так как скорость погружения близка к монотонной, а горизонтальные напряжения отсутствуют.

При описанном механизме уплотнения деформируемость слабощементированных пород определяется в основном следующими параметрами:

- площадью поверхности зерен;
- числом контактов в единице объема.

Скорость изменения пористости прямо пропорциональна указанным параметрам и обратно пропорциональна коэффициенту трения.

Важно понимать, что величины площади контактов зерен и коэффициента трения между ними непосредственно не измеряются, а гранулометрические характеристики, используемые для опосредованной оценки, могут дать только приблизительную характеристику, так как не учитывают форму и состояние поверхности зерен скелета.

Таким образом, приведенная характеристика рассматриваемых пород с точки зрения петрофизических и литологических свойств позволяет выделить основные факторы, определяющие слабую цементацию коллекторов пластов ПК<sub>1-3</sub>.

Существуют многочисленные публикации об изменении ФЕС пород с глубиной, при этом вопрос об отличии законов уплотнения для щементированных и несщементированных песчаников освещается неоднозначно [9, 10].

Различные законы уплотнения пород с глубиной характеризуется одной общей чертой. До глубин 1 000–1 500 м уплотнение происходит за счет механической перегруппировки части для горных пород без цемента или с его небольшим содержанием [11]. Деформации пород пропорциональны прикладываемым напряжениям и обратимы, а значит, происходят в соответствии с законом Гука [12, 13]. А в породах с большим количеством цемента этот процесс продолжается до 2 000–2 500 м. Ниже указанных глубин механизм уплотнения пород изменяется, так как начинаются процессы разрушения, растворения и срастания зерен [14, 15].

Рассмотрим обобщенные сопоставления ФЕС осадочных пород с глубиной их залегания, с учетом законов уплотнения для типовых разрезов Западной Сибири [16–18].

На рисунке 4 а представлены данные по керну поисково-разведочных скважин по месторождениям ЯНАО, ХМАО и юга Тюменской области [19].

В сопоставление вошел широкий спектр нефтегазоносных районов: Мессовский, Большехетский, Надымский, Уренгойский и Тазовский, а также ряд месторождений и площадей: Самотлорское и Урненское месторождения и Западно-Ишимская площадь. Месторождения разных районов имеют различные характеристики по составу цемента и его количеству, а также по насыщению коллекторов и находятся в одинаковом диапазоне изменения ФЕС с глубиной.

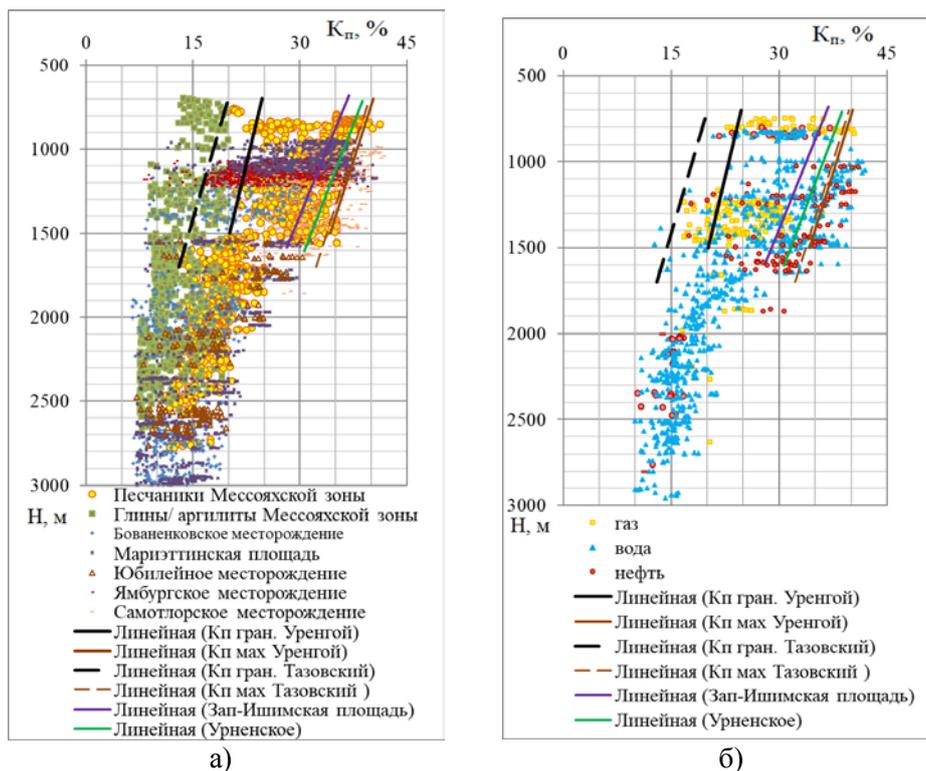


Рис. 4. Сопоставление коэффициента открытой пористости пород с глубиной залегания по данным керна скважин для месторождений ЯНАО, ХМАО и Тюменской области: а) песчано-алевритовых пород и глин-аргиллитов месторождений Мессояхской зоны; б) песчано-алевритовых пород из интервалов газо-, нефте- или водонасыщенных пластов

Сопоставлялись данные по открытой пористости, измеренной на образцах керна, с глубиной залегания пород-коллекторов, с учетом характера насыщенности последних. Сопоставление получено с делением объектов по насыщению на газо-, нефте- или водонасыщенные пласты (рис. 4 б), с учетом законтурных скважин. На него же перенесены кривые нормального уплотнения для рассматриваемых районов [16, 19] для отложений сеномана.

Из рисунка 4 видно, что влияние характера насыщенности на закономерности уплотнения пород отсутствует.

### Обсуждение

Анализ приведенных данных однозначно свидетельствует об отсутствии аномалий пористости, обусловленных характером насыщенности коллекторов. Следовательно, основным фактором, определяющим ФЕС пород пластов ПК<sub>1-3</sub>, остается их уплотнение под действием эффективного давления [20] по закону нормального уплотнения осадков, который, в свою очередь, определяется наличием и количеством глинистого цемента.

Наличие показанных выше особенностей уплотнения слабощементированных пород, по данным керновых исследований, подтверждается данными геофизических исследований скважин (ГИС) (рис. 5).

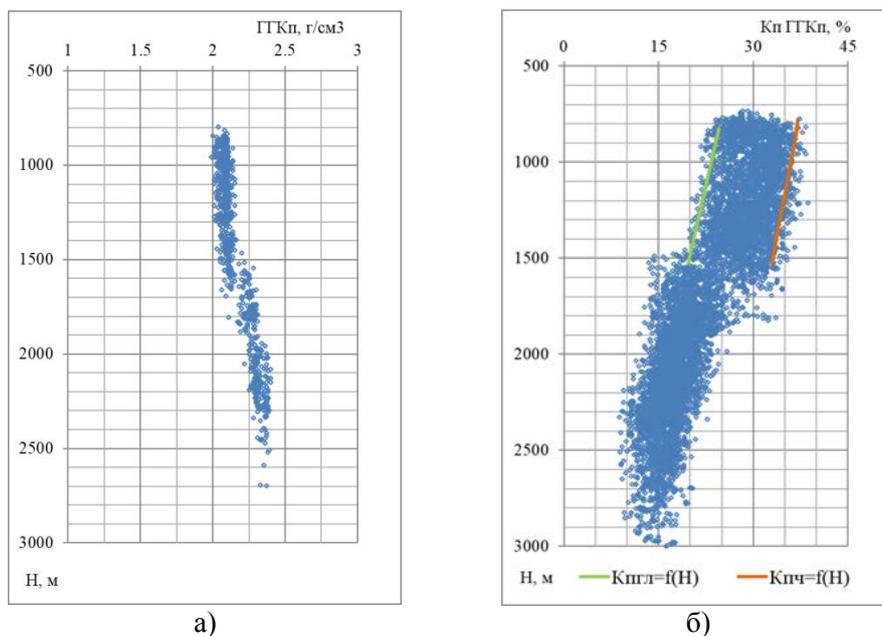


Рис. 5. Сопоставление плотности песчано-алевритовых пластов (а) и открытой пористости по ГИС (б) с глубиной залегания пластов (по материалам поисково-разведочных скважин месторождений Большехетской зоны)

На вышерасположенном рисунке приведен характер изменения плотности пород по гамма-гамма плотностному каротажу (ГГКп) с глубиной (см. рис. 5 а), а также емкостной характеристикой по ГИС, рассчитанной по известной зависимости плотности водонасыщенных образцов от пористости (см. рис. 5 б).

Так же как и на предыдущих сопоставлениях с кеновыми данными, до глубины порядка 1 500 м происходит необратимое изменение пористости осадков, определяемое гравитационным уплотнением. При этом неупругие деформации (разрушения) зерен скелетной составляющей пород не проявляются.

Для исследования области деформации были проведены специальные исследования изменения состояния образца до и после воздействия на него всестороннего давления (соответствующего глубинам залегания объекта изучения). Контроль состояния образца проводился с помощью метода микротомографии. Пористость образца песчаника составила 35,0 %, коэффициент проницаемости —  $2\,000 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Образец был помещен в термоусадочную пленку, на поверхности которой была нанесена разметка для ориентации образца в процессе микротомографической съемки.

Было обеспечено воздействие на образец 5-ступенчатой нагрузкой, которая достигала пластового давления в 10,9 МПа. Совмещение результатов исследования до и после воздействия (нагрузки) позволяет установить отсутствие в нем внутренних дефектов и, соответственно, подтвердить упругий характер деформации породы (рис. б). Фильтрационно-емкостные характеристики образца после сжатия почти не изменились и составили:  $K_{п} = 34 \%$  и  $K_{пр} = 1\,910 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

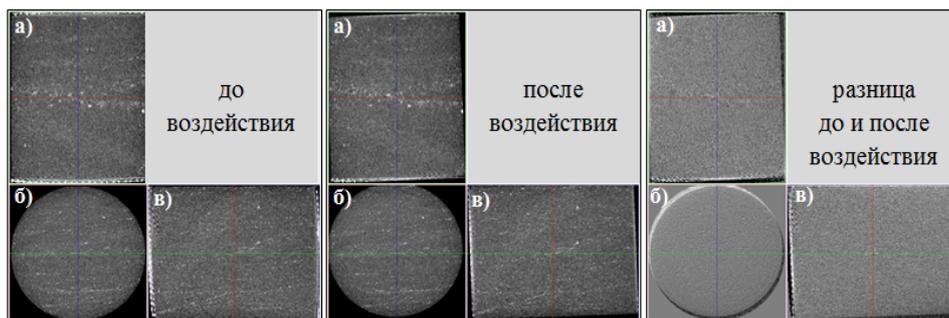


Рис. 6. Проекция изображения среза на керне методом рентгеновской микротомографии с разрешением 27 мкм: а) вдоль оси образца под условным углом 0 °С; б) перпендикулярно оси образца; в) под условным углом 90 °С к проекции (а)

Таким образом, проведенный эксперимент позволил подтвердить предположение о том, что в пределах эффективных давлений, наблюдаемых в пластах ПК<sub>1-3</sub>, неупругие деформации не проявляются.

Сам закон, описывающий уплотнение терригенных осадочных пород изучаемого района, можно выразить через зависимость их пористости от глубины залегания породы.

Было подобрано обобщенное уравнение аппроксимации кривых нормального уплотнения глин и песчаников для изучаемых районов и месторождений.

Нормальное уплотнение песчаников

$$K_{пч} = a \cdot H^2 - b \cdot H + c + 1,4, \quad (2)$$

Нормальное уплотнение глин

$$K_{пгл} = a - b \cdot \ln H - 1,8, \quad (3)$$

где  $a$ ,  $b$  и  $c$  — эмпирические постоянные для нефтегазоносных районов;  $K_{пгл}$  и  $K_{пч}$  — значения коэффициентов пористости чистых глин и песчаников на глубине залегания ( $H$ ), м.

Для изучаемого региона получены коэффициенты уравнения уплотнения песчаных и глинистых пород до глубины 1 500 м. Коэффициенты  $a$ ,  $b$  и  $c$  для чистых песчаников Большехетской зоны месторождений составляют:  $a = -0,2125$ ,  $b = -6,1533$  и  $c = 41,136$ ; для глин:  $a = 10$ ,  $b = 26$ .

### Выводы

На основе приведенного анализа фактических данных по месторождениям Западной Сибири, включая Большехетскую зону, установлено, что формирование слабосцементированных пород-коллекторов пластов ПК<sub>1-3</sub> определяется начальной стадией диагенеза осадков, законом нормального уплотнения пород под действием эффективных давлений, соответствующих глубинам залегания пород, малым содержанием глинистого и практическим отсутствием карбонатного материала в составе цемента.

Подтверждена идентичность литологии, минерального состава и ФЕС коллекторов сеноманских залежей рассматриваемого района с аналогичными отложениями северных месторождений Западной Сибири. Соответственно, результаты работы могут быть востребованы при изучении и освоении сеноманских залежей газа севера Западной Сибири и применимы для малоизученных районов.

Впервые для изучаемого региона, Большехетской зоны месторождений, обоснованы константы уравнений уплотнения песчаных и глинистых пород, а также доказано, что изменение скелета сформировавшихся горных пород определяется упругими (обратимыми) деформациями.

*Автор выражает благодарность Мамяшеву Венере Галиулловичу за консультационную поддержку, критическую оценку при подготовке статьи, а также Нежданову Алексею Алексеевичу за направление и уточнение геологических задач по объекту исследования.*

#### **Библиографический список**

1. Ахияров, В. Х. Закономерности изменения физических параметров пород-коллекторов по разрезу Западной Сибири / В. Х. Ахияров. – Текст : непосредственный // Геологопромысловые методы изучения полимиктовых коллекторов Западной Сибири : сборник статей / Министерство геологии РСФСР, Главное Тюменское производственное геологическое управление, Западно-Сибирский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт ; под редакцией В. К. Федорцова – Тюмень, 1980. – С. 3–22. – (Труды ЗапСибНИГНИ, Вып. 151).
2. Хафизов, Ф. З. Нефть и газ Тюмени : сборник / Ф. З. Хафизов ; науч. ред. А. Э. Конторович ; Российская академия естественных наук. Тюменское отделение. – Тюмень : Зауралье, 2012. – 524 с. – Текст : непосредственный.
3. Черников, О. А. Литологические исследования в нефтепромысловой геологии / О. А. Черников. – Москва : Недра, 1981. – 237 с. – Текст : непосредственный.
4. Копелиович, А. В. О структурах растворения в некоторых осадочных и эффузивно-осадочных породах / А. В. Копелиович. – Текст : непосредственный // Известия АН СССР. Серия: геология. – 1960. – № 4. – С. 48–57.
5. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами / Всесоюзный научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт (ВНИГНИ) ; сост. В. И. Горян [и др.]. – Москва : ВНИГНИ, 1978. – 395 с. – Текст : непосредственный.
6. Wyllie, M. R. J. Formation Factors of Unconsolidated Porous Media : Influence of Particle Shape and Effect of Cementation / M. R. J. Wyllie, A. R. Gregory. – DOI 10.2118/223-g. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1953. – Vol. 5, Issue 04. – P. 103–110.
7. Орнатский, Н. В. Механика грунтов : учебник / Н. В. Орнатский. – Москва : Изд-во МГУ, 1962. – 447с. – Текст : непосредственный.
8. Руппенейт, К. В. Введение в механику горных пород / К. В. Руппенейт, Ю. М. Либерман. – Москва : Госгортехиздат, 1960. – 356 с. – Текст : непосредственный.
9. Добрынин, В. М. Изменение максимальной первичной пористости песчаников на больших глубинах / В. М. Добрынин. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1968. – № 9. – С. 44–49.
10. Желтов, Ю. П. Деформация горных пород / Ю. П. Желтов. – Москва : Недра, 1966. – 524 с. – Текст : непосредственный.
11. Прошляков, Б. К. Зависимость коллекторских свойств от глубины залегания и литологического состава пород / Б. К. Прошляков. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1960. – № 12. – С. 24–29.

12. Кац, А. М. Теория упругости : учебник / А. М. Кац. – Москва : Гостехиздат, 1956.– 207 с. – Текст : непосредственный.
13. Саусвелл, Р. В. Введение в теорию упругости : для инженеров и физиков / Р. В. Саусвелл ; пер. со 2-го англ. изд. И. Е. Сахарова. – Москва : Гос. изд-во иностранной литературы, 1948. – 676 с. – Перевод изд.: An introduction to the theory of elasticity. For engineers and physicists / R. V. Southwell. 2<sup>nd</sup> edition. 1941. – Текст : непосредственный.
14. Montmayeur, H. Prediction of Static Elastic/Mechanical Properties of Consolidated and Unconsolidated Sands From Acoustic Measurements : Correlations / H. Montmayeur, R. M. Graves. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 1986. – URL: <https://doi.org/10.2118/15644-MS>. – Published: October, 05, 1986.
15. Sawabini, C. T. Compressibility of Unconsolidated, Arkosic Oil Sands / C. T. Sawabini, G. V. Chilingar, D. R. Allen. – DOI 10.2118/4058-PA. – Direct text // Society of Petroleum Engineers. – 1974. – Vol. 14, Issue 02. – P. 132–138.
16. Ирбэ, Н. А. Сводные геолого-геофизические разрезы нефтегазоносных областей Западно-Сибирской низменности и их особенности / Н. А. Ирбэ. – Текст : непосредственный // Геофизические исследования Западной Сибири. – Тюмень, 1972. – С. 3–176. – (Труды ЗапСибНИГНИ, Вып. 54).
17. Физические свойства осадочного покрова территории СССР / М-во геологии СССР. Всесоюз. науч.-исслед. ин-т геофиз. методов разведки «ВНИИГеофизика» ; под ред. М. Л. Озерской, Н. В. Подобы. – Москва : Недра, 1967. – 772 с. – Текст : непосредственный.
18. Стетюха, Е. И. Уравнение корреляционных связей между физическими свойствами горных пород и глубиной их залегания / Е. И. Стетюха. – Москва : Недра, 1964. – 134 с. – Текст : непосредственный.
19. Мамяшев, В. Г. Особенности петрофизической характеристики пород-коллекторов Западной Сибири / В. Г. Мамяшев. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 1998. – № 49. – С. 18–35.
20. Мухин, Ю. В. Процессы уплотнения глинистых осадков (применительно к вопросам геологии нефти и газа, гидрогеологии и инж. геологии) / Ю. В. Мухин / Гос. производ. ком. по газовой пром-сти СССР. Всесоюз. науч.-исслед. ин-т природных газов «ВНИИГаз». – Москва : Недра, 1965. – 200 с.

### References

1. Akhiyarov, V. Kh. (1980). Zakonomernosti izmeneniya fizicheskikh parametrov porod-kollektorov po razrezu Zapadnoy Sibiri. Geologopromyslovye metody izucheniya polimiktovykh kollektorov Zapadnoy Sibiri: sbornik statey. Tyumen, pp. 3-22. (In Russian).
2. Khafizov, F. Z. (2012). Oil and gas of Tyumen region. – Tyumen, Zaural'e Publ., 524 p. (In Russian).
3. Chernikov, O. A. (1981). Litologichesknie issledovaniya v neftepromyslovoy geologii. Moscow, Nedra Publ., 237 p. (In Russian).
4. Kopeliovich, A. V. (1960). O strukturakh rastvoreniya v nekotorykh osadochnykh i effuzivno-osadochnykh porodakh. Izvestiya AN SSSR. Seriya: geologiya, (4), pp. 48-57. (In Russian).
5. Goryan, V. I. (Ed.) (1978). Metodicheskie rekomendatsii po issledovaniyu porod-kollektorov nefi i gaza fizicheskimi i petrograficheskimi metodami. Moscow, VNIGNI Publ., 395 p. (In Russian).
6. Wyllie, M. R. J., & Gregory, A. R. (1953). Formation Factors of Unconsolidated Porous Media: Influence of Particle Shape and Effect of Cementation. Journal of Petroleum Technology, 5(04), pp. 103-110. (In Russian).
7. Ornatskiy, N. V. (1962). Mekhanika gruntov. Moscow, Moscow State University Publ., 447 p. (In Russian).
8. Ruppeneyt, K. V., & Liberman, Yu. M. (1960). Vvedenie v mekhaniku gornykh porod. Moscow, Gosgortekhzdat Publ., 1960, 356 p. (In Russian).
9. Dobrynin, V. M. (1968). Izmenenie maksimal'noy pervichnoy poristosti peschanikov na bol'shikh glubinakh. Oil and gas geology, (9), pp. 44-49. (In Russian).

10. Zheltov, Yu. P. (1966). Deformatsiya gornyx porod. Moscow, Nedra Publ., 524 p. (In Russian).
11. Proshlyakov, B. K. (1960). Zavisimost' kollektorskiykh svoystv ot glubiny zaleganiya i litologicheskogo sostava porod. Oil and gas geology, (12), pp. 24-29. (In Russian).
12. Kats, A. M. (1956). Teoriya uprugosti. Moscow, Gostehizdat Publ., 207 p. (In Russian).
13. Southwell, R. V. (1941). An introduction to the theory of elasticity. For engineers and physicists. 2<sup>nd</sup> edition. Oxford University Press. (In English).
14. Montmayeur, H., & Graves, R. M. (1986). Prediction of Static Elastic/Mechanical Properties of Consolidated and Unconsolidated Sands From Acoustic Measurements: Correlations. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana. 1986. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/15644-MS>
15. Sawabini, C. T., Chilingar, G. V., & Allen, D. R. (1974). Compressibility of Unconsolidated, Arkosic Oil Sands. Society of Petroleum Engineers, 14(02), pp. 132-138. (In English). DOI 10.2118/4058-PA
16. Irbe, N. A. (1972). Svodnye geologo-geofizicheskie razrezy neftegazonosnykh oblastey Zapadno-Sibirskoy nizmennosti i ikh osobennosti. Geofizicheskie issledovaniya Zapadnoy Sibiri. Tyumen, pp. 3-176. (In Russian).
17. Ozerskaya, M. L., & Podoba, N. V. (1967). Fizicheskie svoystva osadochnogo pokrova territorii SSSR. Moscow, Nedra Publ., 300 p. (In Russian).
18. Stetyukha, E. I. (1964). Uravnenie korrelyatsionnykh svyazey mezhdru fizicheskimi svoystvami gornyx porod i glubinoy ikh zaleganiya. Moscow, Nedra Publ., 134 p. (In Russian).
19. Mamyashev, V. G. (1998). Osobennosti petrofizicheskoy kharakteristiki porod-kollektorov Zapadnoy Sibiri. Karotazhnik, (49), pp. 18-35. (In Russian).
20. Mukhin, Yu. V. (1965). Protsessy uplotneniya glinistykh osadkov (primenitel'no k voprosam geologii nefti i gaza, gidrogeologii i inzh. geologii). Moscow, Nedra Publ., 200 p. (In Russian).

**Сведения об авторе**

**Москаленко Наталья Юрьевна**,  
начальник Управления исследования скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, e-mail: [MoskalenkoNY@tmn.lukoil.com](mailto:MoskalenkoNY@tmn.lukoil.com)

**Information about the author**

**Natalia Yu. Moskalenko**, Head of the Department of Well Survey, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, e-mail: [MoskalenkoNY@tmn.lukoil.com](mailto:MoskalenkoNY@tmn.lukoil.com)