

Особенности петрофизических исследований слабосцементированных пород сеноманского комплекса

Н.Ю. Москаленко

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

E-mail: MoskalenkoNY@tmn.lukoil.com

Аннотация. В настоящее время неоднозначность получаемых результатов петрофизических исследований по данным лабораторных определений и оценок подсчетных параметров создает проблемы как с их обоснованием, так и с оценкой достоверности исходных данных, что особенно важно при открытии и освоении новых месторождений.

Главной особенностью пород сеномана является их слабая сцементированность, обусловленная условиями формирования пород. В результате анализа установлены факторы снижения достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств и сформулированы критерии обоснования оценки качества результатов петрофизических исследований, которые могут рассматриваться в качестве основы для разработки единой стандартизированной технологии лабораторных петрофизических исследований ядра, представленного слабосцементированными породами.

Достоверность полученных результатов подтверждается сопоставлением данных лабораторных исследований ядра с результатами интерпретации данных геофизических исследований скважин, опробованием и гидродинамическими исследованиями скважин.

Ключевые слова: слабосцементированные породы, сеноман, нормальное уплотнение, пористость, петрофизические исследования, объемные деформации.

Для цитирования: Москаленко Н.Ю. Особенности петрофизических исследований слабосцементированных пород сеноманского комплекса // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 153–161. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art11>

Введение

Уникальные по своим запасам месторождения газа и нефти, приуроченные к отложениям сеноманского возраста Западно-Сибирской провинции, представлены слабосцементированными песчано-алевритовыми породами.

До сих пор отсутствуют регламенты на исследования уникального слабосцементированного сеноманского ядра, и каждая организация исходит из своих возможностей и понимания проблемы, вследствие этого наблюдается низкая сходимость результатов петрофизических исследований по одним и тем же объектам, практически идентичных на большой территории севера Западной Сибири.

Это означает, что принципиально различаются не свойства пород, а способы определения этих свойств. Поэтому важно учитывать особенности петрофизических исследований ядра, а также определить порядок и правила выбраковки данных, и приведение лабораторных исследований к единым условиям измерений.

Породы сеноманского комплекса располагаются под региональной глинистой крышкой туронского возраста (кузнецовская свита), в группе продуктивных пластов ПК₁₋₃ и обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Общий диапазон измерений составляет:

– для коэффициента открытой пористости ($K_{п}$) – от 0,2 до 40,2%;

– для коэффициента абсолютной газопроницаемости ($K_{пр}$) – от 0,001 до $4694,5 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$;

– для коэффициента остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) – от 9,9 до 84,9%.

Для таких пород существуют трудности в изучении и освоении залежей, связанные со слабой цементацией пород-коллекторов.

Задачей данной публикации является анализ исследований керна, проведенных по разным методикам, в разных организациях, а также выбор единой технологии исследований слабосцементированных пород сеномана, с фиксацией этапов метрологического контроля геометрических размеров образцов керна и учета объемных деформаций. Приведение замеров пористости к единому компоненту насыщения – пористости – производилось газоволюметрическим методом («по гелию») или керосинонасыщением («по керосину»), с обязательным исправлением пористости водонасыщением («по воде») путем введения поправки, с учетом насыщения при расчете объемной плотности пород, измерения проницаемости в режиме только стационарной фильтрации.

Рекомендации по соблюдению и выполнению единых условий исследований керна слабосцементированных пород подтверждались автором путем измерения попластовых данных и их сопоставления с результатами интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС).

Основная часть

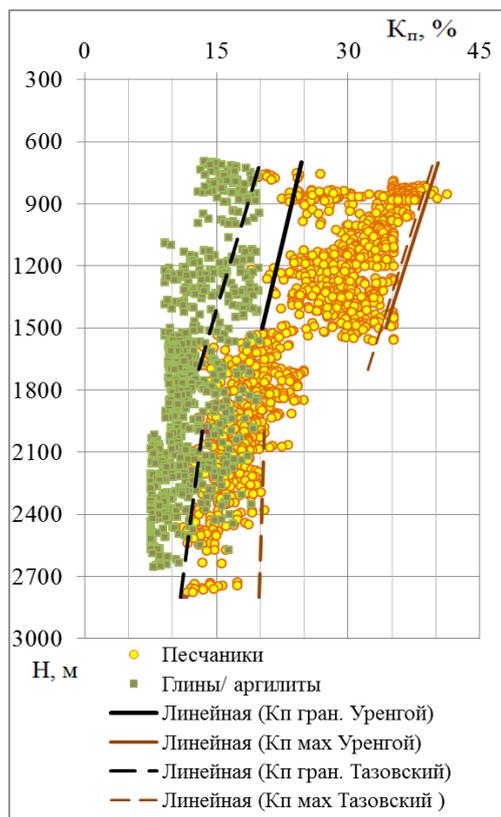
Анализ характеристики литолого-петрофизических и геологических особенностей сеноманского комплекса

рассматриваемых нефтегазовых месторождений показал, что формирование слабосцементированных пород коллекторов пласта ПК₁₋₃ определяется законом нормального уплотнения под действием эффективного давления. Для песчаников с невысоким содержанием глинистого и практически отсутствием карбонатного цемента при эффективных давлениях, не превышающих предела прочности породы, в наибольшей степени характерны упругие деформации, приводящие к формированию слабосцементированных песчаных коллекторов [1–3].

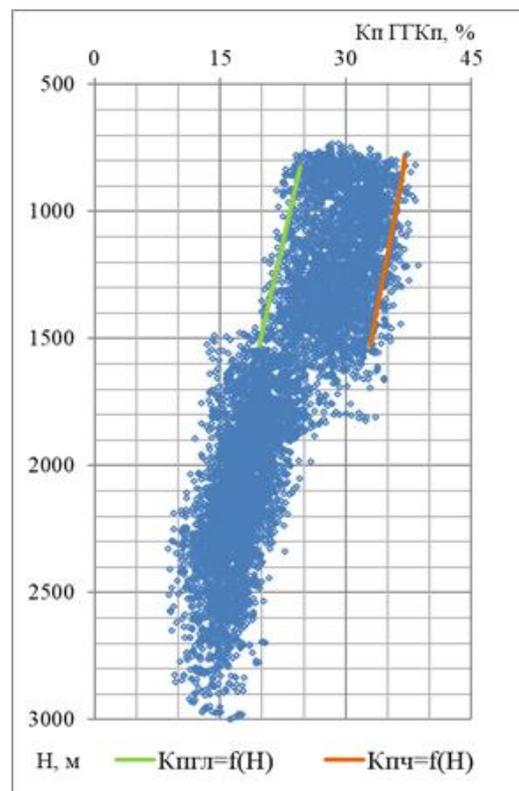
Рассмотрим обобщенные изменения фильтрационно-емкостных свойств осадочных пород (коэффициента пористости $K_{п}$) с глубиной их залегания, с учетом законов уплотнения для типовых разрезов Западной Сибири, представленных линиями на рис. 1а по данным керна поисково-разведочных скважин [4].

До глубин 1500 м уплотнение происходит за счет механической перегруппировки горных пород без цемента или с его небольшим содержанием [5]. Деформации пород пропорциональны прикладываемым напряжениям и обратимы. С глубины 1500 м пористость резко снижается и в породах с большим количеством цемента этот процесс продолжается до 2000–2500 м. Ниже указанных глубин механизм уплотнения пород изменяется, так как начинаются процессы разрушения, растворения и срастания зерен.

Наличие приведенных особенностей уплотнения слабосцементированных пород по данным керновых исследований подтверждается данными ГИС (рис. 1б), где показан характер изменения пористости пород по гамма-гамма плотностному каротажу (ГГКп) с глубиной (Н).



а



б

Рис. 1. Изменение коэффициента пористости с глубиной залегания пластов: а – по данным керна песчано-алевритовых пород и глин-аргиллитов для месторождений севера Западной Сибири [4, 5]; б – по данным ГИС

Закон, описывающий уплотнение терригенных осадочных пород изучаемого района до глубины 1500, можно выразить через зависимость их пористости (K_p) от глубины залегания пород. Для этого автором были подобраны константы уравнений (эмпирические постоянные для нефтегазоносных районов) аппроксимации кривых нормального уплотнения граничных значений глин ($K_{пл}$) и чистых песчаников ($K_{пч}$) для изучаемых месторождений.

Подтвержденная закономерность упругого уплотнения дает основания для методических рекомендаций при отборе и исследованиях образцов керна, в том числе для проведения экспериментов в термобарических условиях.

Получить достоверные данные о пласте и переоценить запасы углеводородов слабосцементированных отложений стало возможным в связи с развитием современных способов отбора керна с помощью изолирующих технологий и применения технологий низкотемпературной заморозки при изготовлении образцов керна для исследований с помощью жидкого азота, при температуре минус 196 °С. Это позволяет получить более достоверные оценки петрофизических свойств.

Однако, практическое применение этих технологий и особенности их реализации разными исполнителями работ (по видам лабораторных исследований) нередко приводит к трудно сопоставимым данным. Эта неопределенность требует детального анализа причин наблюдаемых различий.

Решение этой проблемы предлагается на основе результатов проведенного в статье критического анализа применяемых в настоящее время технологий, выявления существующих недостатков, анализа причин низкой сопоставимости получаемых результатов исследований для одного объекта.

Результаты исследований

В ходе проведенных лабораторных экспериментов на разных коллекциях из газовой и нефтяной залежей при подготовке образцов к исследованиям (30 образцов) были установлены объемные деформации образцов при экстракции и высушивании. Изменения при низкотемпературной заморозке зерна оказались несущественными и не представляющими практического значения. Существенные объемные деформации, в 6–10 раз большие, отмечены в результате влияния дополнительных техногенных факторов (давления обжима, центробежной силы и других) [6]. Влияние на образцы проявлялось в разной степени в зависимости от литологии (прочности) образцов и их водонасыщенности.

В обязательном порядке для слабосцементированного зерна необходимо учитывать объемные деформации образцов, потому что все вышеуказанные рабочие процедуры входят в стандартную технологию исследования зерна и вносят свои искажения в измеряемые петрофизические параметры. Величины поправок при этом разнонаправленные и при центрифугировании, на определенной коллекции образцов, фиксируется увеличение коэффициента пористости в среднем на 0,6–0,8% (абсол.), а при экстракции – уменьшение до 1,25% (абсол.). Соответственно, чем больше глинистость пород, тем больше изменения объемов образцов, и соответственно, больше поправка в результаты определений.

Результаты петрофизических исследований слабосцементированных пород сеноманского комплекса приведены на рис. 2. Сопоставление зависимостей плотности насыщенных образцов пород (δ), коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) и остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) от коэффициента пористости (K_p) демонстрирует существенный разброс значений параметров.

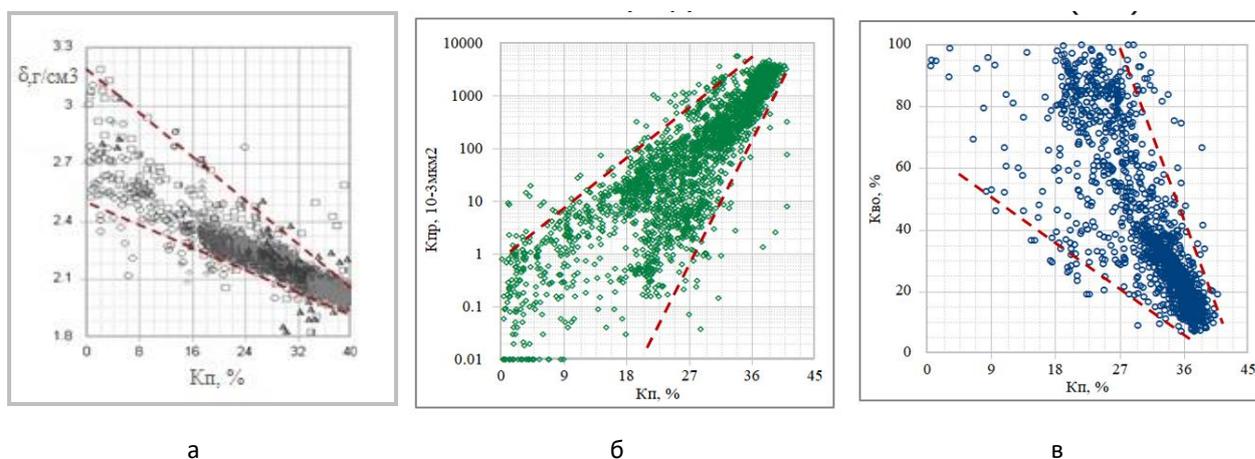
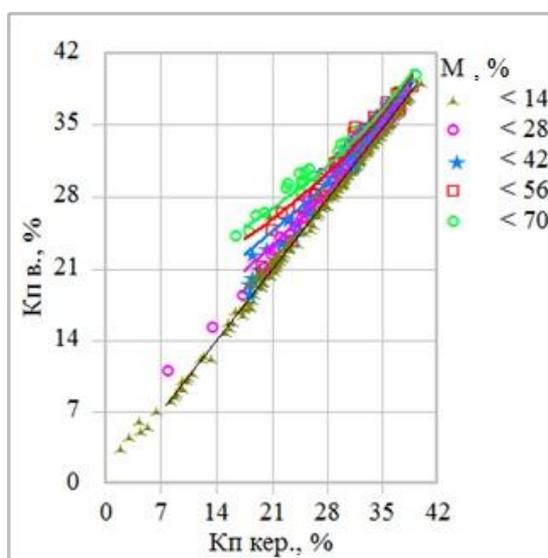


Рис. 2. Сопоставление зависимостей значений петрофизических параметров образцов пород: а – плотности, б – коэффициента проницаемости, в – коэффициента остаточной водонасыщенности от коэффициента пористости

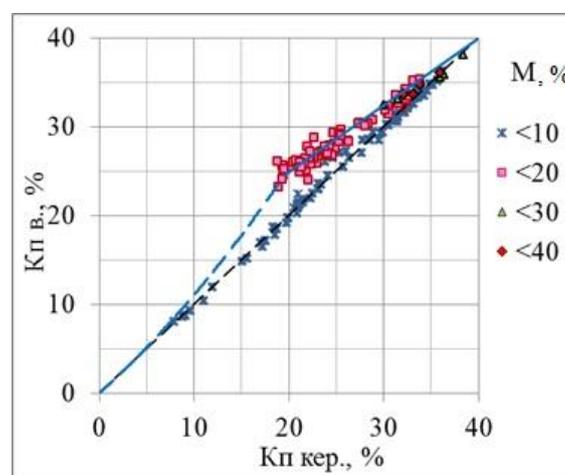
Анализ результатов определений пористости слабосцементированных пород методами: жидкостенасыщения («по воде» или «по керосину») и газоволюметрическим методом («по гелию») показал, что насыщение таких пород водными растворами с минерализацией 16–18 г/л приводит к увеличению их объема, контролируемому наличием набухающих глинистых минералов. Для данных отложений в составе глинистого цемента отмечается значительная доля

монтмориллонита (до 62% в составе глин), для которого характерны менее прочные связи между слоями, в которых содержится изменчивое количество воды и происходит набухание.

Предложенные на рис. 3 поправки на процентное содержание монтмориллонита в составе глинистого цемента при измерении пористости водонасыщением позволяют скорректировать (уменьшить) значения K_p в среднем на 0,9–3,5% (абсол.) и более, в зависимости от ФЕС.



а



б

Рис. 3. Сопоставление пористости, определенной методом жидкостенасыщения («по керосину» и «по воде»), с дифференциацией по содержанию монтмориллонита в составе глинистой фракции пород:
а – представление в виде палетки с делением по содержанию монтмориллонита по данным рентгено-структурного анализа;
б – обобщенное представление при содержании монтмориллонита в составе глинистого цемента более 20%

Максимальные систематические превышения наблюдаются в значениях K_p «по воде» и достигают 5–7% (абсол.) в области граничных значений K_p . Уравнения для введения поправок не приводятся, так как на разных объектах и на разных коллекциях образцов величина поправки будет различной.

Из всех применяемых способов определения K_p предпочтение может быть отдано газоволюметрическому методу («по гелию»). При этом необходимо учитывать

давление обжима и исходные объемы образцов, в результате чего занижение K_p «по гелию» может составлять до 1,5% (абсол.). Определение пористости «по керосину» имеет существенно меньшие поправки, чем K_p «по воде».

Это подтверждается связями типа «кern–кern», где значение K_p «по керосину» сопоставимо со значениями пористости по ядерно-магнитному резонансу в термобарических условиях и не имеет систематических отклонений.

Необходимо отметить, что определение пористости «по керосину» осложняет технологию исследований слабо-цементированного керна, так как требуется дополнительная экстракция и насыщение водой для замеров удельного электрического сопротивления.

Дополнительно выполнено попластовое сопоставление данных пористости по ГИС ($K_{п ГГКп}$) со значениями пористости по керну, определенными разными

методами (рис. 4).

По анализируемой выборке попластовых сопоставлений из нефтенасыщенной части пласта дисперсия значений пористости $K_{п ГГКп}$ с $K_{п}$ «по керосину» составила 1,51; с $K_{п}$ «по гелию» – 1,64; с $K_{п}$ «по воде» – 2,15. Систематические погрешности, которые необходимо учитывать при оценке ФЕС, наблюдаются у $K_{п}$ с насыщением пластовой водой – до плюс 2,2% (в сторону завышения $K_{п}$ по керну).

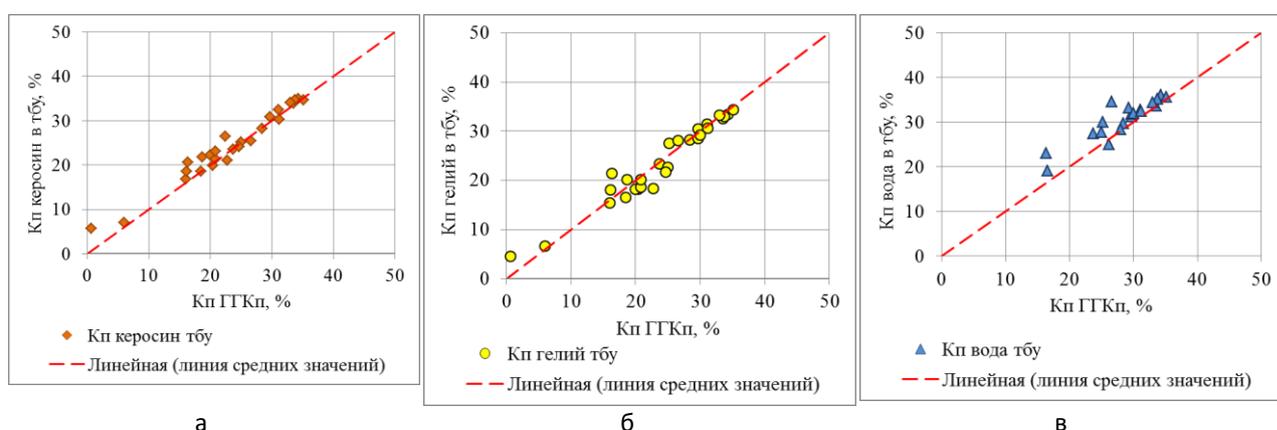


Рис. 4. Сопоставление значений пористости по ГИС (ГГКп) с величиной пористости по керну в термобарических условиях, определяемой с помощью:
а – керосинонасыщения; б – газоволюметрического метода; в – водонасыщения

Данные ядерно-магнитного каротажа, относящиеся к альтернативным в комплексе ГИС, и позволяющие определить пористость практически напрямую в термобарических условиях, подтверждают отсутствие систематических изменений для пористости на керне, определенной газоволюметрическим методом (с учетом давления обжима) или керосинонасыщением.

Результаты определения коэффициента пористости пород являются исходными для расчетов плотности пород [7]. В результате существенного разброса в определениях $K_{п}$ наблюдается большая дисперсия лабораторных определений, априори превышающая ее допустимые значения в рассматриваемых породах пласта ПК₁₋₃. Тренд увеличения значений плотности δ со

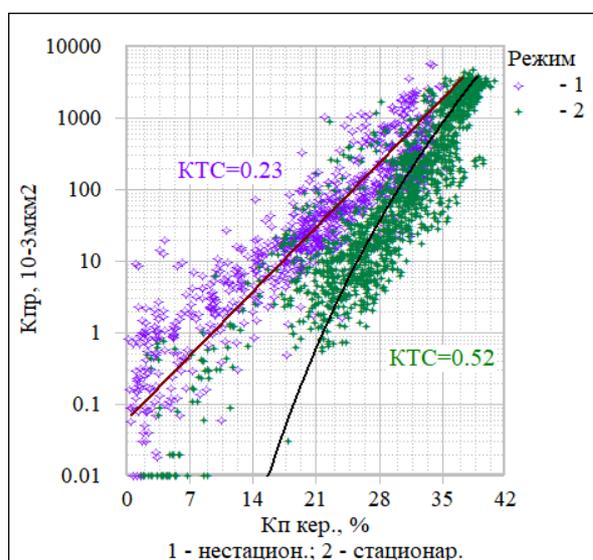
снижением пористости обусловлен увеличением содержания карбонатного материала (преимущественно сидерит) и повышенным содержанием гидрослюдных и хлоритовых глин [8]. Занижение значений δ , по отношению к традиционным оценкам в породах неокомских отложений Западной Сибири, объясняется недонасыщением образцов в области неколлекторов и примесями углисто-растительного детрита в интервале коллекторов.

Предлагается в целях повышения достоверности данных по плотности, при построении регрессии проводить выбраковку результатов экспериментов по относительной погрешности измерений согласно ГОСТ 26450.1-85 отдельно для коллекторов и неколлекторов.

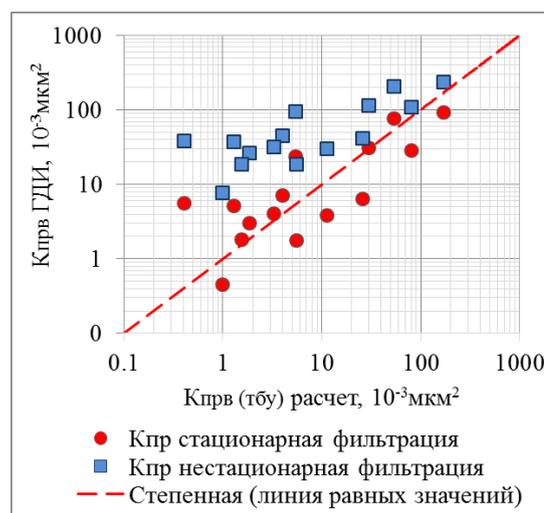
Дополнительно осуществляется оценка качества контроля уравнения регрессии с помощью теоретических расчетов. Выбровка данных составляет порядка 20% от общего объема выборки, но является обязательной, так как в противном случае систематическое завышение коэффициента пористости при настройке петрофизических связей может достигать до 5–6% (абсол.).

Принципиальное значение имеет выявленное различие величин коэффициентов проницаемости, измеренных в режимах стационарной и нестационарной фильтрации для слабосцементированных

отложений (рис. 5а). Это обусловлено влиянием переменного (высокого) давления, применяемого в методе нестационарной фильтрации, приводящего к деформации образцов керна. Сопоставления «кern–ГИС» по проницаемости с данными гидродинамических исследований (ГДИ) на рис. 5б показали их лучшее соответствие в режиме стационарной фильтрации. Определение $K_{пр}$ для неколлекторов (при $K_{п} < 18\%$) выполнено преимущественно в режиме нестационарной фильтрации, в противном случае получить замер $K_{пр}$ затруднительно.



а



б

Рис. 5. Сопоставление результатов определений проницаемости:

- а – по керну методами нестационарной (режим 1) и стационарной (режим 2) фильтрации с пористостью;
б – по ГДИ с проницаемостью в пластовых условиях при фильтрации флюида (пластовая вода) для режимов стационарной и нестационарной фильтрации на начальном этапе измерений абсолютной проницаемости

Таким образом, однозначно подтверждена правомерность использования $K_{пр}$ только в режиме стационарной фильтрации для настройки стандартных петрофизических связей для слабосцементированных отложений.

В целом, упорядочивание петрофизических исследований и

приведение их к одинаковым условиям позволяет увеличить сходимость величин измеряемых параметров, особенно учитывая тот факт, что по одному объекту лабораторные определения выполняются разными методами и разными исполнителями.

Заключение

Анализ проведенных петрофизических исследований сеноманских отложений позволил обосновать поправки в результаты определений пористости и выбраковку по плотности и проницаемости, учитывающие особенности метрологии применяемых методик измерений.

Выработаны критерии обоснования оценки качества результатов лабораторных определений значений параметров с учетом особенностей слабосцементированных пород сеноманского комплекса:

– учет объемных деформаций слабосцементированного керна, возникающих при высушивании и экстракции образцов, а также техногенных факторов;

– введение поправок в результаты определения коэффициента пористости разными методами;

– приведение лабораторных измерений к единым условиям проведения экспериментов.

Полученные выводы и рекомендации, авторы предлагают использовать нефтепользователям, осуществляющим свою деятельность в пределах месторождений Тазовского района ЯНАО Западной Сибири, а также при петрофизических исследованиях аналогичных сеноманских отложений в других регионах, для работ в области подсчета запасов и актуализации геолого-гидродинамических моделей.

Литература

1. *Копелиович А.В.* О структурах растворения в некоторых осадочных и эффузивно-осадочных породах // Изв. АН СССР, серия геол. 1960. № 4. С. 48–57.
2. *Прошляков Б.К.* Зависимость коллекторских свойств от глубины залегания и литологического состава пород // Геология нефти и газа. 1960. № 12. С. 24–29.
3. *Кац А.М.* Теория упругости: Учебник для вузов. М.: Гостехиздат, 1956. 207 с.
4. *Ирбэ Н.А.* Сводные геолого-геофизические разрезы нефтегазоносных областей Западно-Сибирской низменности и их особенности. // Геофизические исследования Западной Сибири: Сб. тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1986. Вып. 54. С. 3–176.
5. *Добрынин В.М.* Изменение максимальной первичной пористости песчаников на больших глубинах // Геология нефти и газа. 1968. № 9. С. 44–49.
6. *Мамяшев В.Г., Москаленко Н.Ю., Романов Е.А., Шульга Р.С.* Влияние низкотемпературных технологий на свойства образцов, изготовленных из слабосцементированных пород // Геофизика. 2019. № 2. С. 59–67.
7. ГОСТ 26450.1-85. Горные породы. Методы определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением М.: Изд-во стандартов, 1985. 8 с.
8. *Головацкая И.В., Гулин Ю.А., Еникеева Ф.Х.* и др. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток). Калинин: Изд-во ВНИГИК, 1984. 111 с.

The features of the petrophysical research of the unconsolidated rocks of Cenomanian play

N.Yu. Moskalenko

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

Abstract. Currently, the ambiguity of the obtained results of petrophysical studies based on laboratory definitions and estimates of calculated parameters creates problems both with their justification and with the assessment of the reliability of the initial data, which is especially important when discovering and developing new deposits.

The main feature of Cenomanian rocks is their weak cementation due to the conditions of rock formation. As a result of the analysis, the factors of reducing the reliability of the determination of filtration-capacitance properties were established and criteria for substantiating the assessment of the quality of the results of petrophysical studies were formulated. This made it possible to bring the results of laboratory data to a unified technology of petrophysical studies of the core represented by weakly cemented rocks.

The reliability of the results obtained is confirmed by comparing the data of laboratory core studies with the results of interpretation of the data of geophysical well surveys, testing and hydrodynamic studies of wells.

Keywords: unconsolidated rocks, Cenomanian, normal compaction, porosity, petrophysical research, volumetric deformations.

Citation: *Moskalenko N.Yu.* The features of the petrophysical research of the unconsolidated rocks of Cenomanian play // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 153–161. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art11> (In Russ.).

References

1. *Kopeliovich A.V.* Solution structures in certain sedimentary and extrusive-sedimentary rocks // *Izvestiya AN SSSR, Seriya Geologicheskaya*. 1960. No. 4. P. 48–57. (In Russ.).
2. *Proshliakov B.K.* Dependence of reservoir properties on the depth of bedding and lithological composition of the rocks // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1960. No. 12. P. 24–29. (In Russ.).
3. *Kats A.M.* Theory of elasticity: Textbook for universities. Moscow: Gostekhizdat, 1956. 207 p. (In Russ.).
4. *Irbe N.A.* Consolidated geological and geophysical sections of oil and gas bearing areas of the West Siberian depression and their features // *Geophysical research of West Siberia: Proceedings of ZapSibNIGNI*. Tyumen, 1986. Iss. 54. P. 3–176. (In Russ.).
5. *Dobrynin V.M.* The alteration of maximum primary porosity of sandstones at great depths // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1968. No. 9. P. 44–49. (In Russ.).
6. *Mamyashev V.G., Moskalenko N.Yu., Romanov E.A., Shulga R.S.* Estimation of influence on unconsolidated core sample properties of low-temperature technologies // *Geofizika*. 2019. No. 2. P. 59–67. (In Russ.).
7. GOST 26450.1-85. Rocks. Method for determination of open porosity coefficient by fluid saturation. Moscow: Standards Publishing House, 1985. 8 p. (In Russ.).
8. *Golovatskaya I.V., Gulin Yu.A., Enikeeva F.Kh.* et al. Determination of capacitive properties and lithology of rocks in sections of oil and gas wells from radioactive and acoustical logging (instruction for interpretation with a set of palettes). Kalinin: VNIGIK, 1984. 111 p. (In Russ.).