

17. Serebryakova O. A., Kulemin R. F. Tektonicheskie osobennosti geologicheskogo stroeniya Arkticheskogo shelfa [Tectonic features of the geological structure of the Arctic shelf]. *Yestestvennye i tekhnicheskie nauki* [Natural and Technical Sciences], 2010, no. 6, pp. 67–73.

18. Serebryakova O. A. Vliyanie geomorfometricheskikh usloviy morskikh akva-toriy na otsenku syrevogo potentsiala regiona [The influence of the conditions of maritime geomorfometric to assess resource potential of the region]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2011, no. 1 (40), pp. 47–50.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ЗОНАХ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ

Тюкавкина Ольга Валерьевна, доцент, кандидат геолого-минералогических наук

Сургутский институт нефти и газа
628400, Российская Федерация, Тюменская обл., г. Сургут, ул. Энтузиастов, 38
E-mail: tov.sing@mail.ru

Сегодня для месторождений находящихся на поздней стадии разработки остается актуальной проблема выработки остаточных запасов нефти и газа, для решения которой необходимо правильно использовать и интерпретировать геолого-промысловый и геофизический материал. В качестве объекта исследования были выбраны юрские сложнопостроенные пласты месторождений центральной части Сургутского мегасвода. Все объекты характеризуются многопластовостью, значительной степенью неоднородности, наличием зон характеризующихся повышенной глинизацией которые необходимо детально исследовать на факт наличия в них остаточных запасов, поскольку прирост таких запасов в условиях повышения цен на энергетические ресурсы будет востребован и менее затратен по сравнению, например, с открытием и обустройством нового месторождения. При выполнении работы: а) проведено изучение литолого-петрографических особенностей юрских коллекторов месторождений центральной части Сургутского мегасвода; б) по данным ГИС выявлены зоны повышенной глинизации коллектора (ЗПГК), т.е. участки в которых сосредоточены остаточные запасы нефти и газа; в) выявлено распространение сложнопостроенных коллекторов по площади месторождений центральной части Сургутского свода, с помощью программы Isoline построены зональные карты распространения зон с трудноизвлекаемыми запасами. В результате исследований можно отметить, что кровельная и подошвенная часть коллектора, характеризующаяся наличием песчано-алевро-глинистых пород соответствующих 6–9 выделенным литотипам среднего и низкого энергетического уровня при нахождении мощности пласта методом пересечения кривых КС и ПС не обнаруживаются. Следовательно, для выделения зон остаточных запасов необходимо на основании литолого-петрографических исследований, данных электрокаротажа проводить детальную интерпретацию кривой ПС с учетом энергетических уровней с отметками 0,3–0,5 и отвечающих терригенным породам с пористостью до 14 % и проницаемостью до 2–3 мД. Выводы: 1) зоны сложнопостроенного коллектора, характеризующиеся повышенной глинизацией, необходимо выделять по данным детальных литолого-петрографических исследований, а также исследований фильтрационно-емкостных (ФЕС) пластов; 2) используя коэффициент расчлененности (Красч) возможно с помощью алгоритма компьютерных программ выделить наиболее сложнопостроенные зоны коллектора, необходимые для дальнейшего детального изучения на предмет содержания остаточных запасов нефти; 3) особенности метода самопроизвольной поляризации (ПС), в условиях тер-

ригенного разреза, при постоянной минерализации пластовых вод и повышенной мощности пластов (> 2 м) позволяют с помощью относительных значений α_{nc} устранить влияние на характер кривой всех факторов, кроме относительной глинистости и размера обломочных частиц.

Ключевые слова: сложнопостроенные пласты, литолого-петрографические особенности, зоны остаточных запасов, самопроизвольная поляризация, зоны с трудноизвлекаемыми запасами

COMPLEX LITHOLOGICAL AND PETROGRAPHIC CHARACTERISTICS OF RESIDUAL HYDROCARBON STOCKS IN DIFFERENT COLLECTOR ZONES

Tyukavkina Olga V.

Associate Professor, C.Sc. in Geology and Mineralogy
Surgut Oil and Gas Institute

38 Entuziasty st., Tyumen reg., Surgut, Russian Federation, 628400

E-mail: tov.sing@mail.ru

The article states that the productive geological and geophysical conditions correctly need to be interpreted correctly as a pre-condition to searching for residual hydrocarbon (oil and gas) deposits. At this stage, it observed that the research work selected the complex, Jurassic-formed deposit layers located in the central section of the Surgut mega-arch. All of the hydrocarbon deposits, the document notes, are characterized by multi-layer complexity and a considerable degree of heterogeneity. The document subsequently revealed that the Geographic Information System (GIS) has identified data zones of increased clay grouting at collector sites, possibly containing vast concentrations of residual hydrocarbon reserves. GIS also has identified complex deposits in the central portion of the Surgut arch. Plans for acquisition of these reserves were undertaken, the study said, through an Isoline (geographical contour presentation) project. Consequently, the research detected the presence of 'sandy and silty' clay-type rocks (corresponding to 6–9 allocated lithological types). The research project, however, could neither detect potential resistance nor spontaneous polarization. This means that it would be necessary to undertake lithological and petrographic activities via electro-logging data prior to initiating any searches for oil and gas deposits. The blueprint concludes, inter alia, that it is necessary in the search for hydrocarbon deposits to use computer programs and algorithms for detecting the 'ruggedness' factor; to rely on spontaneous polarization when terra-genetic conditions indicate the raised capacity of layers (> 2 м) and mineralization; and to attempt via relative value α_{nc} to eliminate the influence of all factors, including detrital particles, during clay grouting.

Keywords: complex layer formations, lithological and petro-graphical peculiarities, zones of residual reserves, spontaneous polarization, zones with difficulty recovering

Сегодня для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, остается актуальной проблема выработки остаточных запасов нефти и газа, для решения которой необходимо правильно использовать и интерпретировать геолого-промысловый и геофизический материал.

Задача выявления локализации небольших и различных по литолого-петрографическому и минеральному составу участков повышенной концентрации остаточных запасов по уже практически выработанным объектам (на 60–70 %) эффективно решается с помощью детальной обработки геолого-промысловых исследований с использованием программных продуктов Petrel, Eclipse, Isoline, Teime32, Сигма-Прокси и др.

В качестве объекта исследования были выбраны юрские сложнопостроенные пласты ЮС₁ и ЮС₂ месторождений центральной части Сургутского свода.

Все объекты характеризуются многопластовостью, значительной степенью неоднородности, наличием зон с повышенной глинизацией, которые необходимо детально исследовать на факт наличия в них остаточных запасов, поскольку прирост таких запасов в условиях повышения цен на энергетические ресурсы будет востребован и менее затратен по сравнению, например, с открытием и обустройством нового месторождения.

При выполнении работы:

- проведено изучение литолого-петрографических особенностей юрских коллекторов месторождений центральной части Сургутского свода;
- по данным геофизических исследований скважин (ГИС) выявлены зоны повышенной глинизации коллектора (ЗПГК), т.е. участки, в которых могут быть сосредоточены остаточные запасы нефти и газа;
- выявлено распространение сложнопостроенных коллекторов по площади месторождений центральной части Сургутского свода, с помощью программы Isoline построены зональные карты распространения зон с трудноизвлекаемыми запасами.

Исследователи, занимающиеся изучением «сложности строения пласта (объекта, залежи)», Н.П. Запывалов, И.И. Нестеров, Р.М. Бембель, С.Р. Бембель и др. отмечают, что освоение новых районов привело к открытию нестандартных бассейнов и нетрадиционных залежей нефти и газа, которые не вписываются в классические схемы осадочно-миграционной теории нефтегазоносности. Свойства коллекторов и покрышек определяются неоднозначно, и нефть может быть доступна в различных породах и разнообразных условиях. В связи с этим предлагается определение «сложно-построенный коллектор» или «залежь» следующим образом: залежь нефти – это открытая флюидодинамическая система с переменной эксергией, ограниченная порогом протекания массо-энергопереноса, за пределами которого распространяется другая система (среда).

В данной работе для выявления зон остаточных запасов нефти (ЗОЗН) и создания моделей отражающих морфологическое строение пласта предлагается все продуктивные пласты или «флюидодинамические системы» в пределах Сургутского свода разделить на следующие типы:

1. сложнопостроенный терригенный пласт, выдержанный по мощности и площади (пластовый, стратиграфически и литологически экранированный);
2. сложнопостроенный терригенный пласт, состоящий из 2-х и более сообщающихся пропластков, являющийся единым объектом разработки;
3. тектонически экранированный сложнопостроенный терригенный пласт.

Это не противоречит основной классификации залежей, предложенной М.А. Ждановым (1962 г.), которую в настоящее время используют нефтегазодобывающие предприятия.

При моделировании объектов разработки («флюидодинамических систем») – пласты, выдержанные по мощности и площади, рассматриваются как сложно-построенные, т.к. последними исследованиями отмечается, что при детальном увеличении такие пласты имеют участки, содержащие некоторый объем глинистой фракции влияющий на ФЕС, чем и обуславливается сложность строения [1].

Литолого-петрографический состав пород-коллекторов в пределах Сургутского свода изучался на протяжении 60 лет многими исследователями ОАО «Сургутнефтегаз»: О.Г. Зариповым, С.В. Архиповым, В.П. Соничем, И.М. Косом, ими установлены следующие литотипы и подтипы коллекторов [3]:

1 литотип – песчаники среднезернистые;

Подтипы: 1 а – однородные средне и хорошо отсортированные, слабоглинистые (приблизительно менее 15 %); 1 б – с глинисто-карбонатным цементом; 1 в – слоистые с прослоями и линзочками глин; 1 г – слоистые за счет присыпок РД и слюд.

2 литотип – песчаники мелко и среднезернистые (те же подтипы а, б, в, г);

3 литотип – песчаники средне-мелкозернистые (те же подтипы);

4 литотип – песчаники мелкозернистые (те же подтипы);

5 литотип – песчаники мелкозернистые алевритистые (те же подтипы);

6 литотип – песчаники мелкозернистые алевролитовые, переходящие в крупнозернистые алевролиты (те же подтипы);

7 литотип – алевролиты песчаные (те же подтипы);

8 литотип – алевролиты песчанистые (те же подтипы);

9 литотип – собственно алевролиты (те же подтипы);

10 литотип – глины.

Характеризуя зоны, в которых сосредоточены остаточные запасы, необходимо отметить, что все они относятся только к 6–7–8–9 литотипам и характеризуются очень низкими показателями проницаемости (2 мД и менее).

По результатам комплексного изучения кернового материала 10 месторождений центральной части Сургутского свода, описания более 200 шлифов, проведения геолого-промысловых исследований установлено, что пласты ЮС изучаемых месторождений представляют собой сложнопостроенные сводовые залежи, залегающие на глубине, в среднем, 2880 м. Литологически породы-коллектора пластов ЮС Сургутского свода представлены средне-, мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами. В разрезе преобладают алевролиты, а песчаники выделяются в кровельных частях пластов. Среднее значение коэффициента открытой пористости пород-коллекторов составляет 17–19 %. Среднее значение проницаемости $15 \cdot 10^{-3}$ мкм². Среднее значение коэффициента водоудерживающей способности около 40 %. В песчаниках пластов ЮС породообразующие минералы представлены: кварцем – 20–25 %, полевым шпатом – 45–55 %, обломками пород – 20–30 %, слюдой – 1–2 %. Акцессорные минералы: титанистые. Аутигенные минералы: лейкоксен – 2–3 %, кальцит – 0,1 %, пелитоморфный карбонат – единичные выделения (0,1 %), лимонит – 0,5–1 %, пирит – 0,1–0,2 %. Содержание цемента – 10–12 %. Типы цемента: конформно-регенерационный, пленочно-поровый. В порах гидрослюдисто-хлоритовый материал, кальцит, возможно, тонкодисперсный каолинит. Углистый материал бесструктурный красновато-бурого цвета, представлен редкими обрывками, чешуйками (0,1–0,2 %) [5].

Все геолого-промысловые и геофизические параметры, полученные в результате исследований, проанализированы, обобщены и внесены в базу программы Isoline, представляющую таблицу в формате Excel с проинтерпретированными результатами геолого-промысловых исследований.

Используя алгоритм программы, построены зональные карты, где четко видно распределение по площади наиболее сложнопостроенных участков состоящих из 2 сообщающихся пропластков, которым соответствует Красч 1,6–2, также выделяются объекты, состоящие из 3 и более пропластков которым соответствует Красч 2–3 (рис. 1, 2).

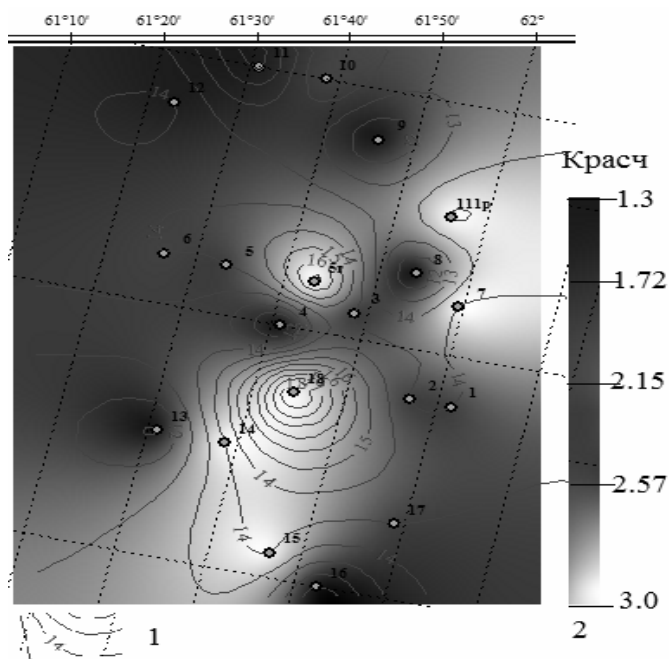


Рис. 1. Зависимость коэффициентов расчлененности (Красч) и пористости (пласт ЮС₂ месторождение центральной части Сургутского свода). Масштаб 1:25000.

Условные обозначения:

1. Значения коэффициента пористости;
2. Шкала изменения значений коэффициента расчлененности

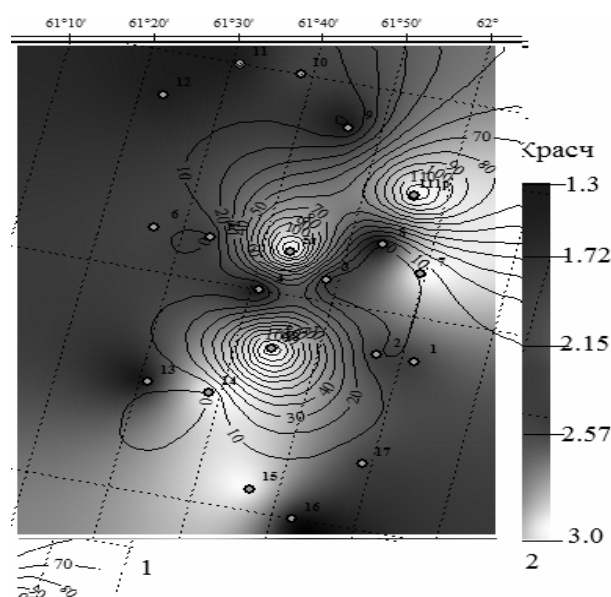


Рис. 2. Сопоставление коэффициентов расчлененности (Красч) и проницаемости (пласт ЮС₂ месторождение центральной части Сургутского свода). Масштаб 1:25000. Условные обозначения:

1. Значения коэффициента проницаемости;
2. Шкала изменения значений коэффициента расчлененности

При сопоставлении значений Красч и Кп Кпр никакой существенной зависимости не обнаружено, т.е. сложнопостроенный пласт может обладать как высокими, так и низкими ФЕС, а также различными значениями пористости и проницаемости.

Далее по результатам интерпретации кривой ПС (по методике, предложенной В.С. Муромцевым 1984 г. [4]) проведен совместный анализ кривых ПС и результатов лабораторных исследований 115 образцов керна, для них удалось осуществить более или менее точную привязку к электрокаротажным кривым. Полученные результаты представлены в таблице 1.

Установлено, что:

- среднему энергетическому уровню $\alpha_{\text{пс}}$ 0,4–0,5 соответствуют песчаники мелкозернистые (0,15–0,1 мм), нефтенасыщенность которых составляет 30–40 %;
- низкому энергетическому уровню $\alpha_{\text{пс}}$ 0,3–0,4 соответствуют песчано-алевро-глинистая порода (0,1–0,03 мм), с нефтенасыщенностью 20–30 %;
- низкому энергетическому уровню $\alpha_{\text{пс}}$ 0,2–0,3 соответствуют алевролитовые, глинисто-алевролитовые породы (менее 0,03 мм), с нефтенасыщенностью менее 20 %.

Таблица 1

Сопоставление энергетических уровней, выделенных В.С. Муромцевым, и уровней в пределах месторождений центральной части Сургутского свода (О.В. Тюкавкина)

$\alpha_{\text{пс}}$	Краткое описание породы по В.С. Муромцеву	Краткое описание породы (центральная часть Сургутского свода)	Класс коллектора (В.С. Муромцев)	Класс коллектора (центральная часть Сургутского свода)	Содержание глинистой фракции
0,8–1	Песчаник крупно-среднезернистый неглинистый (более 0,15 мм)	Песчаники среднезернистые (0,4–0,2 мм)	I–III	III	Менее 5 %
0,6–0,8	Песчаник мелкозернистый в разной степени глинистый (0,15–0,1)	Песчаники мелко-среднезернистые (0,2–0,1 мм)	III–IV	III–IV	5–10 %
0,4–0,6	Песчано-алевро-глинистая порода (0,1–0,03)	Песчано-алевро-глинистая порода (0,1–0,03)	IV–V	IV–V	10–25 %
0,2–0,4	Алевролит, глинисто-алевролитовые породы (менее 0,03)	Алевролит, глинисто-алевролитовые породы (менее 0,03)	IV–VI	IV–VI	25–50 %
0–0,2	Глины, алевро-глинистые породы (менее 0,001)	Глины, алевро-глинистые породы (менее 0,001)	неколлектор	неколлектор	Более 60 %

Для более детального изучения зон остаточных запасов нефти (ЗОЗН), которые относятся к трудно-извлекаемым, характеризуются повышенной глинистостью, при проведении исследований энергетический уровень значе-

ний от 0,5 до 0 был «разбит» через 0,1 и исследован на предмет изменения ФЕС пород (табл. 2), с помощью интерпретации кривой ПС выделена мощность сложнопостроенного объекта ЮС₂ Быстринского месторождения центральной части Сургутского свода (рис. 3).

Таблица 2

Геолого-промысловые параметры пласта ЮС₂ Быстринского месторождения для энергетического уровня $\alpha_{\text{пс}}$ 0-0,5 (центральная часть Сургутского свода)

Энергетический уровень ($\alpha_{\text{пс}}$)	Размерность частиц	Проницаемость, мД	Кп % АК	Кп % ГК	К гл
0,4–0,5	0,15–0,1	2,18	14	9	35
0,3–0,4	0,1–0,03	1,3	12	6	45
0,2–0,3	0,03–0,01	1	7	Менее 5	Более 50
0–0,2	Менее 0,01	Менее 1	Менее 5	-	Более 60

Кп Ак – коэффициент пористости по данным акустического каротажа

КпГК- коэффициент пористости по данным гамма-каротажа

Кгл –коэффициент глинистости (определялся по палетке)

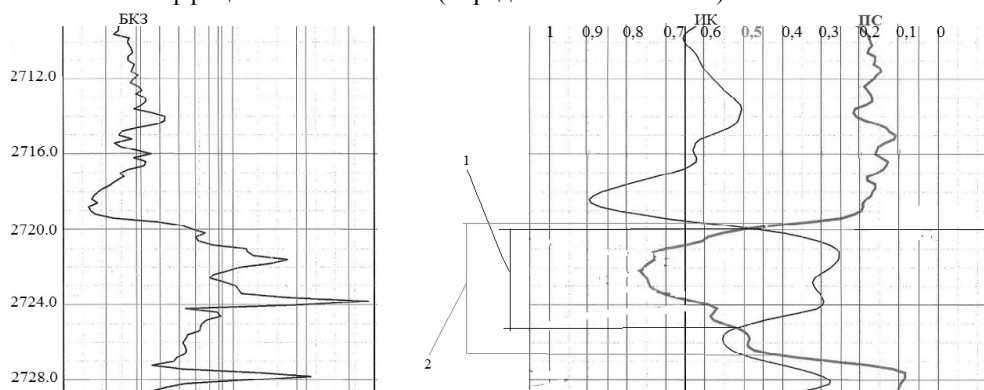


Рис. 3. Выделение мощности сложнопостроенного пласта ЮС₂ Быстринского месторождения по данным ГИС и энергетических уровней (центральная часть Сургутского свода).

Условные обозначения:

1. выделение мощности по данным ГИС (электрокаротаж);
2. выделение мощности по данным установленных энергетических уровней

Анализируя полученный результат, можно отметить, что кровельная и подошвенная части коллектора, характеризующиеся наличием песчано-алевро-глинистых пород (0,1–0,03 мм), алевролитов и глинисто-алевролитовых пород (менее 0,03 мм), соответствующих 6–9 выделенным литотипам среднего и низкого энергетического уровня, при нахождении мощности пласта методом пересечения кривых КС и ПС не обнаруживаются. Следовательно, для выделения ЗОЗН необходимо на основании детальных литолого-петрографических исследований, данных электрокаротажа проводить детальную интерпретацию кривой ПС с учетом энергетических уровней с отметками 0,3–0,5 и отвечающих терригенным породам с пористостью до 14 % и проницаемостью до 2–3 мД. При таком подходе кровельные и подошвенные участки сложнопостроенных пластов месторождений центральной части Сургутского свода мощностью до 5–7 м, в которых сосредоточены участки с трудно-извлекаемыми запасами, будут вовлечены в процесс разработ-

ки, что позволит существенно увеличить извлекаемые запасы сложнопостроенного пласта.

Анализируя эффективность метода самопроизвольной поляризации, необходимо отметить, что вопрос установления зависимости кривой ПС от изменения состава терригенных пород рассматривался также исследователями: Л.П. Долиной, А.Ф. Иванчуком и др. [2], которые доказали, что форма кривых ПС меняется вместе с изменением гранулометрического состава, а минерализация пластовых вод, мощность пластов, изменение химического состава бурового раствора, масштаб записи и др. влияют незначительно.

Выводы:

- промышленная нефтегазоносность юрских отложений связана с пластом ЮС₂ и с пластом ЮС₁, залегающих в кровлях тюменской и васюганской свит. Пласт ЮС₂ в песчано-алевролитовых фациях развит по всей территории и регионально нефтенасыщен. Содержит значительную часть разведанных запасов нефти.
- зоны сложнопостроенного коллектора, характеризующиеся повышенной глинизацией, необходимо выделять по данным детальных литолого-петрографических исследований, а также исследований ФЕС пластов;
- используя коэффициент расчлененности (Красч) возможно с помощью алгоритма компьютерных программ выделить наиболее сложнопостроенные зоны коллектора, необходимые для дальнейшего детального изучения на предмет содержания остаточных запасов нефти;
- особенности метода самопроизвольной поляризации (ПС) в условиях терригенного разреза при постоянной минерализации пластовых вод и повышенной мощности пластов (> 2 м) позволяют с помощью относительных значений α_{nc} устранить влияние на характер кривой всех факторов, кроме относительной глинистости и размера обломочных частиц.

Список литературы

1. Бембель С. Р. Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири / С. Р. Бембель // Шадринск : Шадринский Дом печати, 2010. – 153 с.
2. Билибин С. И. Построение трехмерной геологической модели Самотлорского месторождения / С. И. Билибин, Е. А. Юканова, М. В. Перепечкин // Каротажник. – Тверь, 2004. – Вып. 116–117. – С. 121–132.
3. Долина Л. П. Методологическое руководство по определению проницаемости песчано-глинистых коллекторов месторождений п-ва Мангышлак, по данным промысловой геофизики, в том числе с применением ЭВМ / Л. П. Долина, А. Ф. Иванчук, О. П. Иоффе, Г. В. Воронцова. – Москва : ВНИИ, 1972. – 84 с.
4. Жданов М. А. Нефтепромысловая геология / М. А. Жданов. – Москва : Недра, 1962. – 537 с.
5. Зарипов О. Г. Некоторые особенности постседиментационных преобразований и критерии сохранности мезозойских терригенных коллекторов в глубокозалегающих горизонтах Западно-Сибирской плиты / О. Г. Зарипов, И. М. Кос, В. П. Соич // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона. – Екатеринбург : Путиведь, 2003. – Вып. 3. – 320 с.
6. Запывалов Н. П. Динамика жизни нефтяного месторождения (в порядке обсуждения) / Н. П. Запывалов // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т 3, № 1. – С. 206–211.
7. Запывалов Н. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа / Н. П. Запывалов, И. П. Попов – Новосибирск : Гео, 2003. – 198 с.

8. Конторович А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. – Москва : Недра, 1975. – 680 с.
9. Костеневич К. А. Влияние седиментационных и постседиментационных процессов на формирование коллекторов Быстринского месторождения / К. А. Костеневич, И. В. Федорцов // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона. – Екатеринбург : Путиведь, 2001. – Вып. 3. – С. 106–116.
10. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Ленинград : Недра, 1984. – 260 с.
11. Нестеров И. И. Новый тип коллектора нефти и газа / И. И. Нестеров // Геология нефти и газа. – 1979. – № 10. – С. 26–29.
12. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-0-047-00. – Москва, 2000. – 129 с.
13. Тюкавкина О. В. Особенности литологического строения пород-коллекторов Западно-Сургутского месторождения / О. В. Тюкавкина, Н. В. Гниленко // Инновации и эффективность производства : мат-лы Регион. науч.-техн. конф. – Тюмень : Вектор-Бук, 2006. – 336 с.
14. Тюкавкина О. В. Выделение зон коллектора с трудноизвлекаемыми запасами для месторождений Сургутского свода на основе геолого-геофизических данных / О. В. Тюкавкина, В. И. Стреляев // Науки о Земле на современном этапе : мат-лы IV Междунар. науч.-практ. конф. – Москва : Спутник+, 2012. – С. 55–61.
15. Тюкавкина О. В. Изучение морфологического строения и литолого-петрографических характеристик сложнопостроенных коллекторов Сургутского свода / О. В. Тюкавкина, Г. К. Ешимов // Достижения и перспективы естественных и технических наук : мат-лы I Междунар. науч.-практ. конф. – Ставрополь : Центр научного знания «Логос», 2012. – С. 221–227.

References

1. Bembel S. R. Modelirovanie slozhnopostroennykh zalezhey nefi i gaza v svyazi s razvedkoy i razrabotkoy mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri [Modeling of complicated oil and gas deposits in connection with the exploration and development of oil fields in Western Siberia]. Shadrinsk, Shadrinskiy Dom pechati [Shadrinsk Printing House], 2010, 153 p.
2. Bilibin S. I., Yukanova Ye. A., Perepechkin M. V. Postroenie trekhmernoy geologicheskoy modeli Samotlorskogo mestorozhdeniya [Construction of three-dimensional geological model Samotlor]. Karotazhnik, Tver, 2004, issue 116–117, pp. 121–132.
3. Dolina L. P., Ivanchuk A. F., Ioffe O. P., Vorontsova G. V. Metodologicheskoe rukovodstvo po opredeleniyu pro-nitsaemosti peschano-glinistyykh kollektorov mestorozhdeniy p-va Mangyshlak, po dannym promyslovoy geofiziki, v tom chisle s primeneniem EVM [Methodological guidelines for determining the permeability of sand-clay deposits collectors Mangyshlak peninsula, according to geophysics, including the use of computers]. Moscow, VNIIG [Research Institute], 1972, 84 p.
4. Zhdanov M. A. Neftepromyslovaya geologiya [Oil field geology]. Moscow, Nedra, 1962, 537 p.
5. Zaripov O. G., Kos I. M., Sonich V. P. Nekotorye osobennosti postsedimentatsionnykh pre-obrazovaniy i kriterii sokhrannosti mezozoyskikh terrigennykh kollektorov v glubokozalegayushchikh gorizontakh Zapadno-Sibirskoy plity [Some features postsedimentation change and criteria for the preservation of Mesozoic clastic reservoirs in deep horizons of the West Siberian Plain]. Voprosy geologii, bureniya i razrabotki neftyanykh i gazonefityanykh mestorozhdeniy Surgutskogo regiona [Problems of geology, drilling and development of oil and gas deposits in the region], Yekaterinburg, Putived, 2003, issue. 3, 320 p.
6. Zapivalov N. P. Dinamika zhizni neftyanogo mestorozhdeniya (v poryadke obsuzhdeniya) [Dynamics of life of the oil field (in order of discussion)]. Izvestiya Tomskogo

politekhnikeskogo universiteta [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University], 2012, Vol. 3, no. 1, pp. 206–211.

7. Zapivalov N. P., Popov I. P. Flyuidodinamicheskie modeli zalezhey nefii i gaza [Fluid dynamic models of oil and gas]. Novosibirsk, Geo, 2003, 198 p.

8. Kontorovich A. E., Nesterov I. I., Salmanov F. K. [et al]. Geologiya nefii i gaza Zapadnoy Sibiri [Ecology of oil and gas in Western Siberia]. Moscow, Nedra, 1975, 680 p.

9. Kostenevich K. A., Fedortsov I. V. Vliyanie sedimentatsionnykh i postsedimentatsionnykh protsessov na formirovanie kollektorov Bystrinskogo mestorozhdeniya [Influence of sedimentation and postsedimentation processes on the formation of collectors Bystrinsky deposit]. *Voprosy geologii, bureniya i razrabotki neftyanykh i gazoneftyanykh mestorozhdeniy Surgutskogo regiona* [Problems of geology, drilling and development of oil and gas deposits Surgut region], Yekaterinburg, Putived, 2001, issue. 3, pp. 106–116.

10. Muromtsev V. S. Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefii i gaza [electrometric geology of sand bodies – lithologic traps oil and gas]. Leningrad, Nedra, 1984, 260 p.

11. Nesterov I. I. Novyy tip kollektora nefii i gaza [New type of oil and gas]. *Geologiya nefii i gaza* [Oil and gas geology], 1979, no. 10, pp. 26–29.

12. Reglament po sozdaniyu postoyanno-deystvuyushchikh geologo-tekhnologicheskikh modeley neftyanykh i gazoneftyanykh mestorozhdeniy [Regulation on the establishment of the permanent geotechnical models of oil and gas deposits]. Moscow, 2000, 129 p.

13. Tyukavkina O. V., Gnilenko N. V. Osobennosti litologicheskogo stroeniya porod-kollektorov Zapadno-Surgutskogo mestorozhdeniya [Features lithology reservoir rocks West Surgut deposit]. *Innovatsii i effektivnost proizvodstva* [Innovation and efficiency], Tyumen, Vektor-Buk, 2006, 336 p.

14. Tyukavkina O. V., Strelyaev V. I. Vydelenie zon kollektora s trudnoizvlekaemyimi zapasami dlya mestorozhdeniy Surgutskogo svoda na osnove geologo-geofizicheskikh dannyykh [Isolation reservoir zones with hard stocks for Surgut arch deposits based on geological and geophysical data]. *Nauki o Zemle na sovremennom etape* [Earth Science are at present], Moscow, Sputnik+, 2012, pp. 55–61.

15. Tyukavkina O. V., Yeshimov G. K. Izuchenie morfologicheskogo stroeniya i litologo-petrograficheskikh kharakteristik slozhnopostroennykh kollektorov Surgutskogo svoda [Study of the morphological structure and lithological and petrographic characteristics of complicated reservoirs Surgut arch]. *Dostizheniya i perspektivy estestvennykh i tekhnicheskikh nauk* [Progress and prospects of natural sciences and engineering], Stavropol, Tsentr nauchnogo znaniya «Logos», 2012, pp. 221–227.

СОСТАВ НЕФТИ И ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРНОЙ АКВАТОРИИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель

Астраханский государственный университет
414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 20а
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Серебрякова Оксана Андреевна, старший преподаватель

Астраханский государственный университет
414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 20а
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Исследован состав углеводородов северной морской акватории Каспийского моря, осуществлено геохимическое изучение нефтей и газов морских месторождений и прилегающих прибрежных с запада к морю месторождений Восточного Предкавказья и с востока месторождений Мангышлака и смежных регионов. Нефти месторож-