

УДК 622.276.6

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020



Влияние литолого-фациальных зон на эффективность пароциклических обработок (на примере пермокарбоневой залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения Республики Коми)

А.Ю. Агеева, И.С. Путилов

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПНефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

Influence of Lithological-Facies Zones on the Efficiency of Cyclic Steam Treatments (on the Example of a Permo-Carboniferous Super-Viscous Oil Reservoir of the Usinsk Field of the Komi Republic)

Anastasia Yu. Ageeva, Ivan S. Putilov

PermNIPneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 17.04.2020. Принята / Accepted: 25.08.2020. Опубликовано / Published: 26.10.2020

Ключевые слова:

пароциклическая обработка, фильтрационно-емкостные свойства, классификация по Данему, литотип, фациальная зона, коэффициент вытеснения, карбонатная отмель, органогенная постройка, мелководно-шельфовая равнина.

Keywords:

cyclic steam treatment, filtration-capacity properties, Dunham classification, lithotype, facies zone, displacement coefficient, carbonate shelf, organogenic edifice, shallow shelf plain.

Существлена оценка влияния литолого-фациальных зон на процессы разработки пермокарбоневой залежи Усинского месторождения. Для достижения поставленной цели решаются задачи по определению фильтрационно-емкостных характеристик для каждой литолого-фациальной зоны, произведены анализ влияния фациальной зональности на степень извлечения нефти для пермокарбоневой залежи Усинского месторождения, оценка производительности после проведения пароциклических обработок. В качестве объекта исследования выбрана пермокарбоневая залежь Усинского месторождения, расположенного в Республики Коми. По разработанному формату была сформирована база данных по результатам петрофизического анализа керна, база по эффективности пароциклических обработок за пятилетний период. При определении фациальной принадлежности принята классификация карбонатных пород по Р.Х. Данему с дополнениями Эмбри и Кловена (по преобладанию в известняке структурных компонентов, типу цементирующего вещества, а также их соотношению в породе). На основе вещественного состава породы и структурного параметра были выделены три основные фациальные зоны: карбонатная отмель (зона внутреннего рампа); органогенная постройка (зона среднего рампа); мелководно-шельфовая равнина (зона среднего рампа, частично зона внешнего рампа). Дополнительно можно выделить также такую фацию, как умеренно-глубоководная шельфовая равнина (зона внешнего рампа). В результате проведенных исследований построены графики распределения коэффициента вытеснения от пористости пород, даны рекомендации по определению первоочередных участков бурения по площади. По данным исследования керна в восточной части месторождения хорошо выделяется зона органогенных построек, образование которых происходило преимущественно в средне-позднекаменноугольное и раннепермское время. В северо-западной части месторождения предполагается существование внутреннего рампа с фациями карбонатной отмели. Выбрано размещение скважин первоочередного бурения с тем учетом, что каждый куст эксплуатационного бурения вскрывает фации органогенных построек, обладающих наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами и коэффициентом вытеснения нефти.

An assessment of the influence of lithological-facies zones on the development of the Permo-Carboniferous deposits of the Usinskoye field was carried out. To achieve this goal, the tasks of determining the filtration-capacity characteristics for each lithological-facies zone were solved, the influence of facies zoning on the degree of oil recovery for the Permo-Carboniferous reservoir of the Usinskoye field was analyzed, and the productivity was evaluated after the steam-cyclic treatments. The object of the study was the Permo-Carboniferous deposit of the Usinskoye field located in the Komi Republic. According to the developed format, a database was formed based on the results of petrophysical analysis of the core, as well as database on the effectiveness of cyclic steam treatments for a five-year period. In determining the facies, the classification of carbonate rocks according to Robert J. Dunham with the additions of Embry and Klovana (according to the predominance of structural components in limestone, the type of cementing substance, as well as their relationship in the rock). On the basis of the material composition of the rock and the structural parameter, three main facies zones were distinguished: carbonate shelf (zone of the inner ramp); organogenic structure (middle ramp zone); shallow shelf plain (middle ramp zone, partly outer ramp zone). In addition, a moderate-deep-sea shelf plain (outer ramp zone) can also be distinguished as facies. As a result of the studies, the graphs of the distribution of the displacement coefficient versus the porosity of the rocks were built, recommendations were given for determining the priority drilling areas by area. According to the core study in the eastern part of the deposit, a zone of organogenic structures is well distinguished, the formation of which occurred mainly in the Middle-Late Carboniferous and Early Permian time. In the northwestern part of the field, an internal ramp with carbonate bar facies was assumed. The placement of the priority drilling wells was selected taking into account that each production drilling cluster exposes the facies of organogenic structures with the best filtration-reservoir properties and oil displacement coefficient.

Агеева Анастасия Юрьевна – инженер I категории (тел.: +007 342 233 62 38, e-mail: Anastasiya.Ageeva@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

Путилов Иван Сергеевич – доктор технических наук, заместитель директора по научной работе в области геологии (тел.: +007 342 23 36 291, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com).

Anastasiya Yu. Ageeva – 1st category Engineer (tel.: +007 342 233 62 38, e-mail: Anastasiya.Ageeva@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

Ivan S. Putilov (Author ID in Scopus: 2572377700) – Doctor of Engineering, Deputy Director of the Branch for Scientific Work in the Field of Geology (tel.: +007 342 233 64 58, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com).

Общие сведения об объекте исследования

Пермокарбонатная залежь Усинского месторождения является одной из крупнейших в Тимано-Печерской провинции, в том числе и в России. Уникальность геологических запасов обуславливает постоянный и неугасающий интерес к ней. Несмотря на накопленный за годы эксплуатации материал, до сих пор остаются актуальными такие вопросы, как уточнение структурно-тектонической модели и детализация строения залежи, необходимые для построения концептуальной геологической модели [1–24].

Пермокарбонатная залежь Усинского месторождения расположена на глубине 1100–1400 м, сложена карбонатными породами, характеризуются высокой неоднородностью разреза и анизотропией коллекторских параметров в вертикальном и горизонтальных направлениях. В разрезе залежи с этажом нефтеносности до 350 м выделено десять продуктивных пачек, которые объединены в три эксплуатационных объекта – нижний, средний, верхний. Основные запасы (около 90 %) содержатся в верхнем и среднем объектах. Залежь содержит нефть с диапазоном значений вязкости от 344 до 2024 мПа·с с низким газовым фактором 22–30 м³/т и давлением насыщения 7,6 МПа. Начальное пластовое давление 14,3 МПа, начальная температура пласта 20–25 °С.

В результате проведенных ранее исследований геологического строения пласта установлено, что на Усинской площади продуктивные карбонатные отложения каменноугольно-пермского возраста характеризуются крайне сложным геологическим строением и изменчивыми фильтрационно-емкостными свойствами [1, 25–45].

Литолого-фациальный анализ

Для построения в последующем концептуальной геологической модели залежи проведен литолого-фациальный анализ, в рамках которого выполнена литотипизация исследуемых отложений. Изучен вещественный состав породы, выбрана структурно-генетическая классификация карбонатных пород по Р.Х. Данему с дополнениями

Эмбри и Кловена (по преобладанию в известняке структурных компонентов, типу цементирующего вещества, а также их взаимоотношению в породе).

По результатам анализа вещественного состава породы и структурных параметров выделено девять литотипов пород: мадстоун, вакстоун, пакстоун, грейнстоун, баундстоун, флаутстоун, рудстоун, кристаллический карбонат (доломит), глинисто-карбонатно-кремнистая порода.

По полученным результатам литологических типов пород и данным сейсморазведки в разрезе среднекаменноугольно-нижнепермских отложений выделены три основные фациальные зоны (рис. 1):

- карбонатная отмель (зона внутреннего рампа);
- органогенная постройка (зона среднего рампа);
- мелководно-шельфовая равнина (зона среднего рампа, частично зона внешнего рампа).

Дополнительно можно выделить такую фацию, как умеренно-глубоководная шельфовая равнина (зона внешнего рампа).

Для каждой фациальной зоны исследуемых продуктивных отложений на основе литолого-петрофизических исследований, прогнозных карт значений коэффициента пористости построены зависимости проницаемости от пористости (рис. 2).

На основе построенных аппроксимирующих кривых по фациальным зонам, полученным по результатам петрофизических исследований ядра, можно определить фильтрационно-емкостные характеристики для каждой из зон (табл. 1).

Комплексный анализ распределения проницаемости от пористости с принадлежностью к различным фациальным зонам позволил установить два основных факта:

1. Емкостные параметры в исследуемых продуктивных отложениях обусловлены структурно-текстурными особенностями отложений, что, в свою очередь, безусловно, связано с фациальными условиями осадконакопления.

2. Емкостные параметры вне зависимости от фациальной приуроченности сильно зависят от постседиментационных процессов.

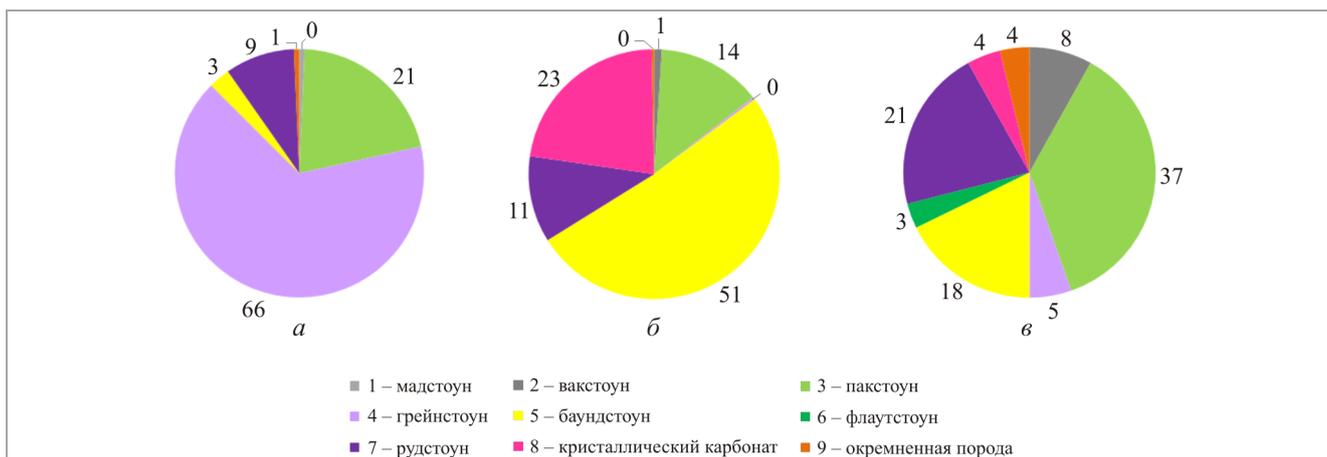


Рис. 1. Наиболее характерное распределение (%) литотипов в скважине для различных фациальных зон: а – фациальная зона карбонатной отмели (зона внутреннего рампа); б – фациальная зона органогенных построек (зона среднего рампа); в – фациальная зона мелководно-шельфовой равнины (зона среднего рампа, частично зона внешнего рампа)

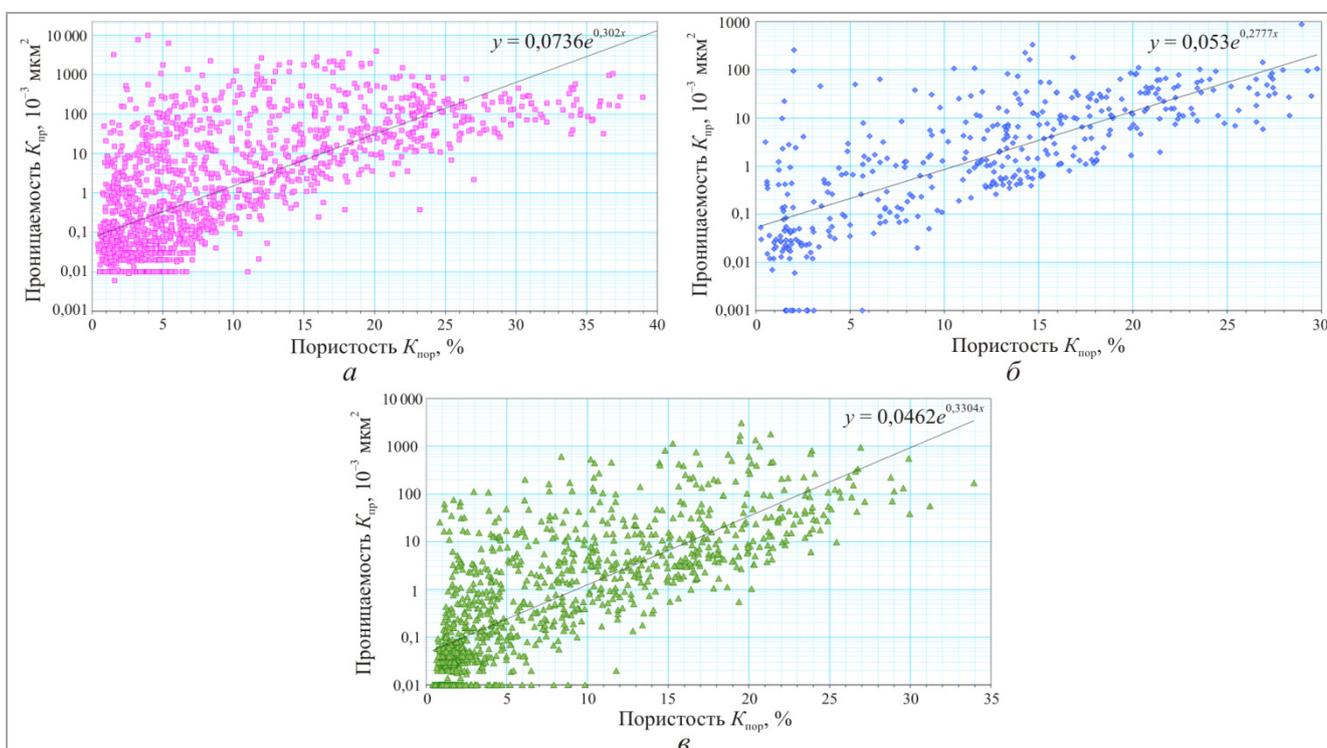


Рис. 2. Зависимость коэффициента проницаемости от пористости: а – фация органогенных построек; б – фация карбонатных отмелей; в – фация мелководных шельфовых равнин

Таблица 1

Распределение фильтрационно-емкостных характеристик

Фация	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Пористость, %	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.
Органогенных построек	<u>155,3</u> 0,01–12573	<u>7,53</u> 0,37–27,83	0,110	0,593	0,406
Карбонатных отмелей	<u>10,01</u> 0,01–300,5	<u>4,50</u> 0,98–21,89	0,165	0,656	0,316
Мелководных шельфовых равнин	<u>12,30</u> 0,01–48,62	<u>7,17</u> 1,25–17,59	0,169	0,636	0,239

В зонах предполагаемого развития отложений фации рифового мелководья и фации карбонатных отмелей значения пористости меняются в широких пределах. Для них характерно мозаичное распределение областей с улучшенными и ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, что указывает на большую неоднородность этих отложений, а также различное влияние постседиментационных преобразований. Что касается зон развития отложений мелководно-шельфовых равнин, то они, как правило, характеризуются невысокими емкостными характеристиками, по всей видимости, обусловленными наличием в этих отложениях глинистой составляющей [6]. Таким образом, проведенный анализ показал, насколько сильны отличия по площади в макро- и микронеоднородности пород, вскрытых в скважинах, приуроченных к разнофациальным зонам, которые, в свою очередь, играют существенную роль в эффективности реализуемой системы

разработки пермокарбонатной залежи Усинского месторождения.

Коэффициент вытеснения нефти водой и относительные фазовые проницаемости являются одной из главных фильтрационных характеристик коллекторов, служащей основой для гидродинамических расчетов технологических показателей разработки [12, 28].

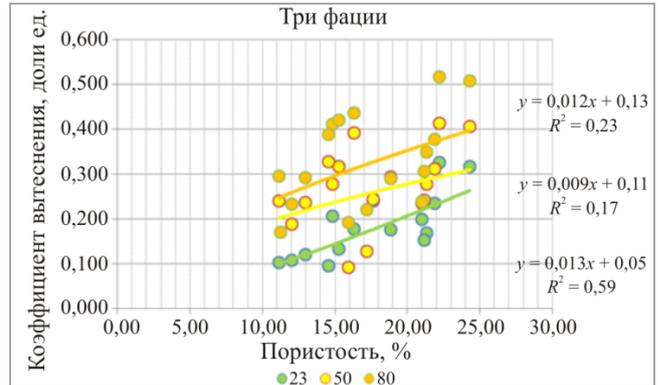


Рис. 3. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от пористости для фации органогенных построек, карбонатных отмелей и мелководных шельфовых равнин при температурах 23°, 50° и 80 °С

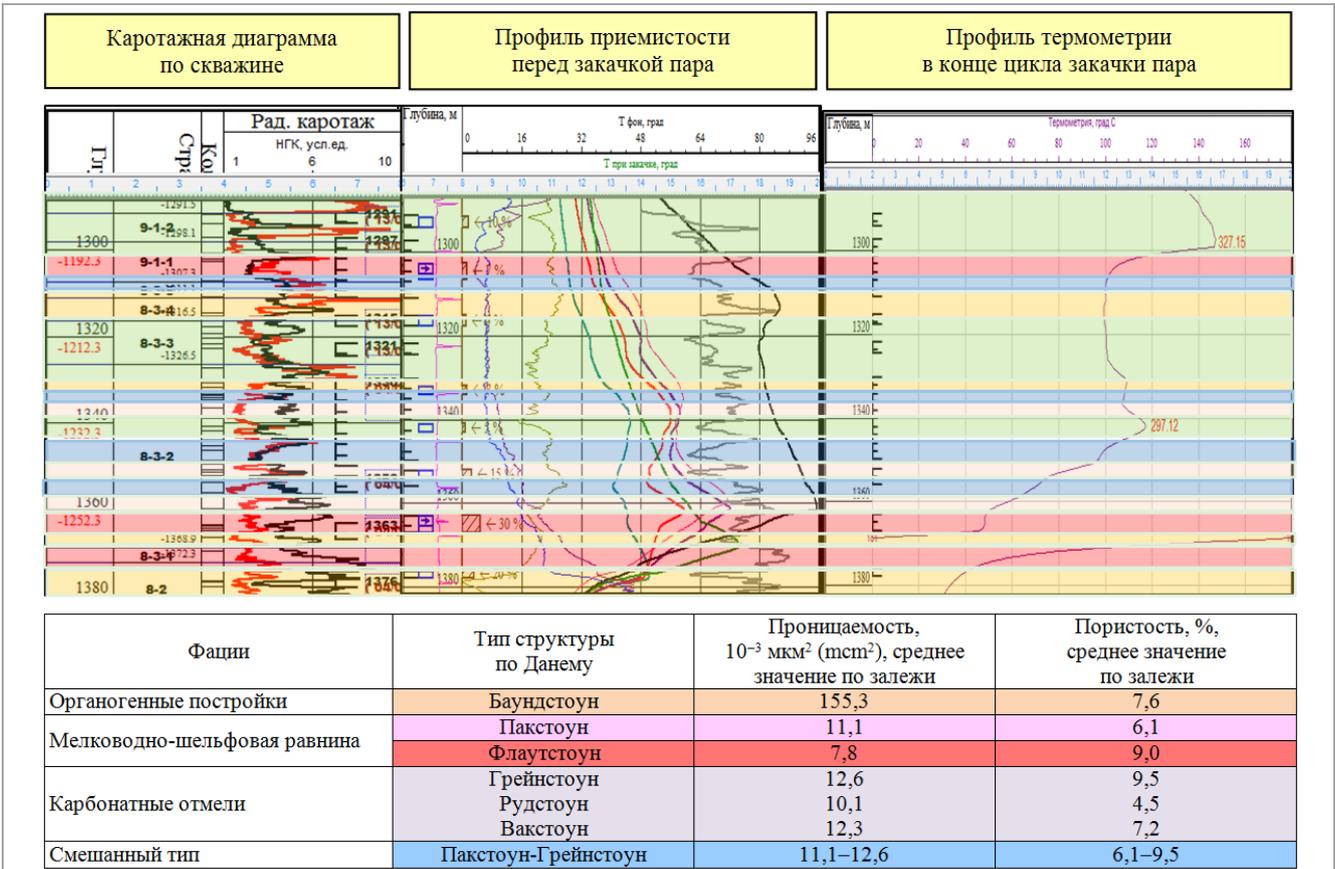


Рис. 4. Сопоставление каротажной диаграммы, профиля проницаемости и профиля термометрии по скважине

Рассчитан средний эффект изменения коэффициента вытеснения при повышении температуры проведения эксперимента и получена универсальная зависимость (рис. 3):

$$K_{\text{выт}} = 0,0419 \cdot \text{Log}(K_{pr}) + 0,0029 \cdot t + 0,0059 \cdot \text{Log}(K_{pr})^2 + 0,0006 \cdot \text{Log}(K_{pr}) \cdot t - 9,278E - 6 \cdot t^2 - 0,0557;$$

$$R^2 = 0,90; Fp/Ft = 512/1,54; p < 0,00001,$$

где K_{pr} – коэффициент проницаемости; t – время.

Известно, что при нагреве пласта все процессы нефтеизвлечения протекают более интенсивно. При повышении температуры существенно интенсифицируется процесс истощения пласта из-за снижения вязкости нефти, расширения пластовых жидкостей и уменьшения коэффициента растворимости газа [10]. Материалы геофизических исследований скважин на приток жидкости, термограммы указывают на работу макропористых интервалов. В качестве примера на рис. 4 приведены профили приемистости и термометрии по добывающей скважине, в которой вскрыты 8-я, 9-я пачки. Во вскрытом скважиной разрезе обнаружены фации: мелководно-шельфовая равнина, карбонатные отмели и органогенные постройки. В марте-апреле 2019 г. выполнена пароциклическая обработка (ПЦО). По данным термометрии выявлена температурная аномалия в интервале 1295,0–1300,0 м (с максимальной температурой 327,2 °С), ранее отмеченная по профилю приемистости как непринимавшее. Именно на этой глубине по материалам отчета «Литолого-петрографические и петрофизические исследования керна по скважине Усинского месторождения» располагается один из самых высокопроницаемых интервалов.

Анализ производительности скважин после пароциклической обработки с учетом принадлежности к литолого-фациальной зоне

Пароциклические обработки являются одним из наиболее широко применяемых методов разработки высоковязкой нефти пермокарбонатной залежи Усинского месторождения. В период 2017–2019 гг. на залежи было проведено 537 ПЦО. Общий расход пара составил 4,7 млн т, дополнительная

добыча оценивается 1,8 млн т. Паронефтяное отношение в среднем составляет: 2017 – 5,4 т/т; 2018 – 5,9 т/т; 2019 – 8,4 т/т, что характеризует ПЦО как одно из самых эффективных геолого-технических мероприятий, проводимых на залежи. Высокий показатель ПЦО обусловлен, главным образом, ухудшением базовых характеристик обрабатываемых скважин. Основные геолого-промысловые факторы, влияющие на эффективность ПЦО скважин пермокарбонатной залежи, – это степень и механизм обводнения, а также

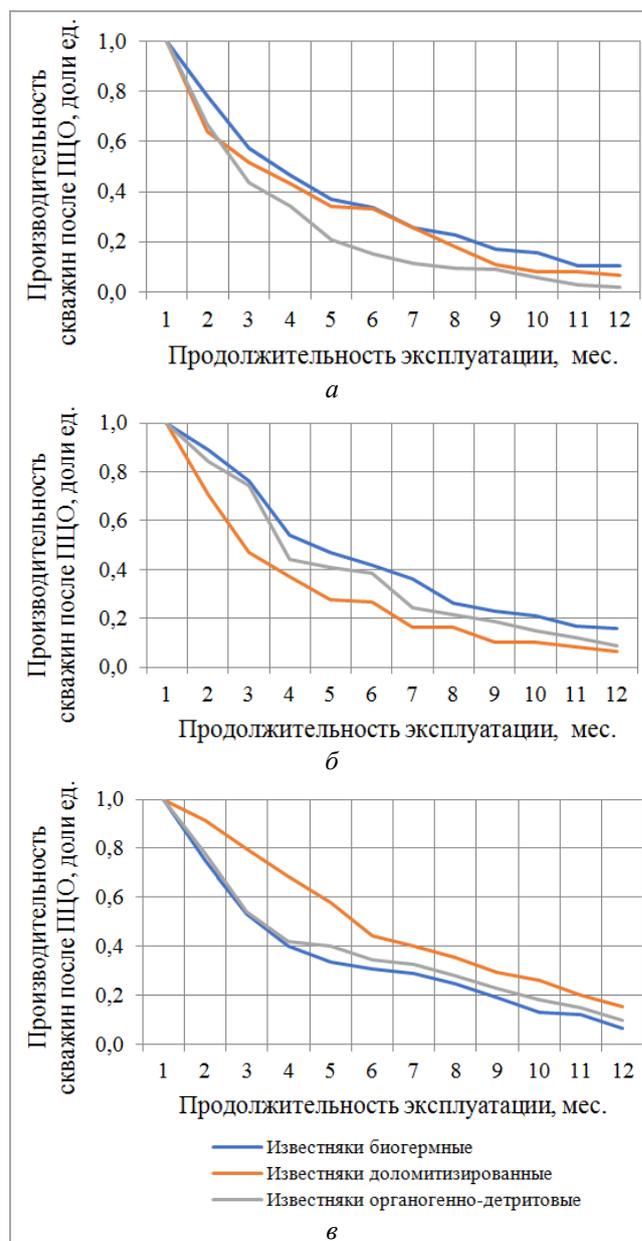


Рис. 5. Темп падения по скважинам, работающим: а – на объект P_{1a} + S; б – на объект C_{3k} + g; в – на объект C_{2m}

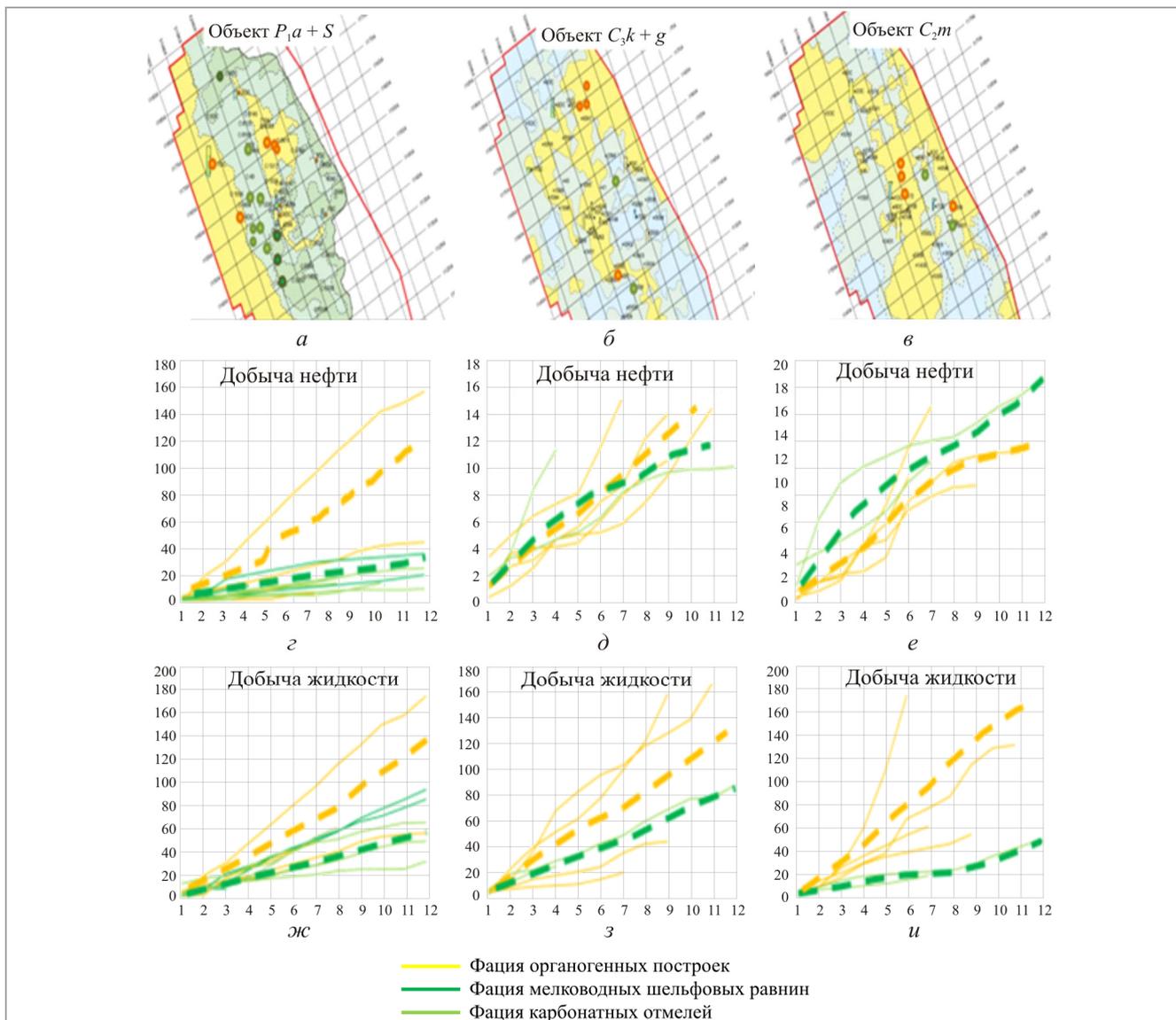


Рис. 6. Влияние добычи жидкости и нефти в зависимости от различных объектов разработки и фациальной зональности: *а* – объект P_1a+S ; *б* – объект C_3k+g ; *в* – объект C_2m ; *г* – добыча нефти в объекте P_1a+S ; *д* – добыча нефти в объекте C_3k+g ; *е* – добыча нефти в объекте C_2m ; *ж* – добыча жидкости в объекте P_1a+S ; *з* – добыча жидкости в объекте C_3k+g ; *и* – добыча жидкости в объекте C_2m

продуктивность скважин. С увеличением обводненности и снижением продуктивности эффективность ПЦО скважин снижается [14].

При обводненности менее 25 % ПЦО на не реагирующих на площадную закачку пара скважинах выявлена рентабельность, независимо от их продуктивности. Для скважин обводненностью свыше 25 % эффективность проведения ПЦО зависит от механизма обводнения: для средне- и высокопродуктивных скважин эффективность, как правило, выше, чем для скважин с низкой продуктивностью.

На рис. 5 показана производительность скважин после проведения ПЦО с учетом их

размещения и принадлежности к той или иной литолого-фациальной зоне.

Приведенные статистические данные по производительности скважин после ПЦО наглядно показывают, что биогермные известняки характеризуются высокой продуктивностью по пластам P_1a+S , C_3k+g и обеспечивают наибольший дебит нефти.

В нижней части разреза (C_2m) по биогермной фации добыча нефти ниже, чем по органогенно-детритовым, что, вероятно, обусловлено повышенной трещиноватостью, приводящей к высокой обводненности скважин.

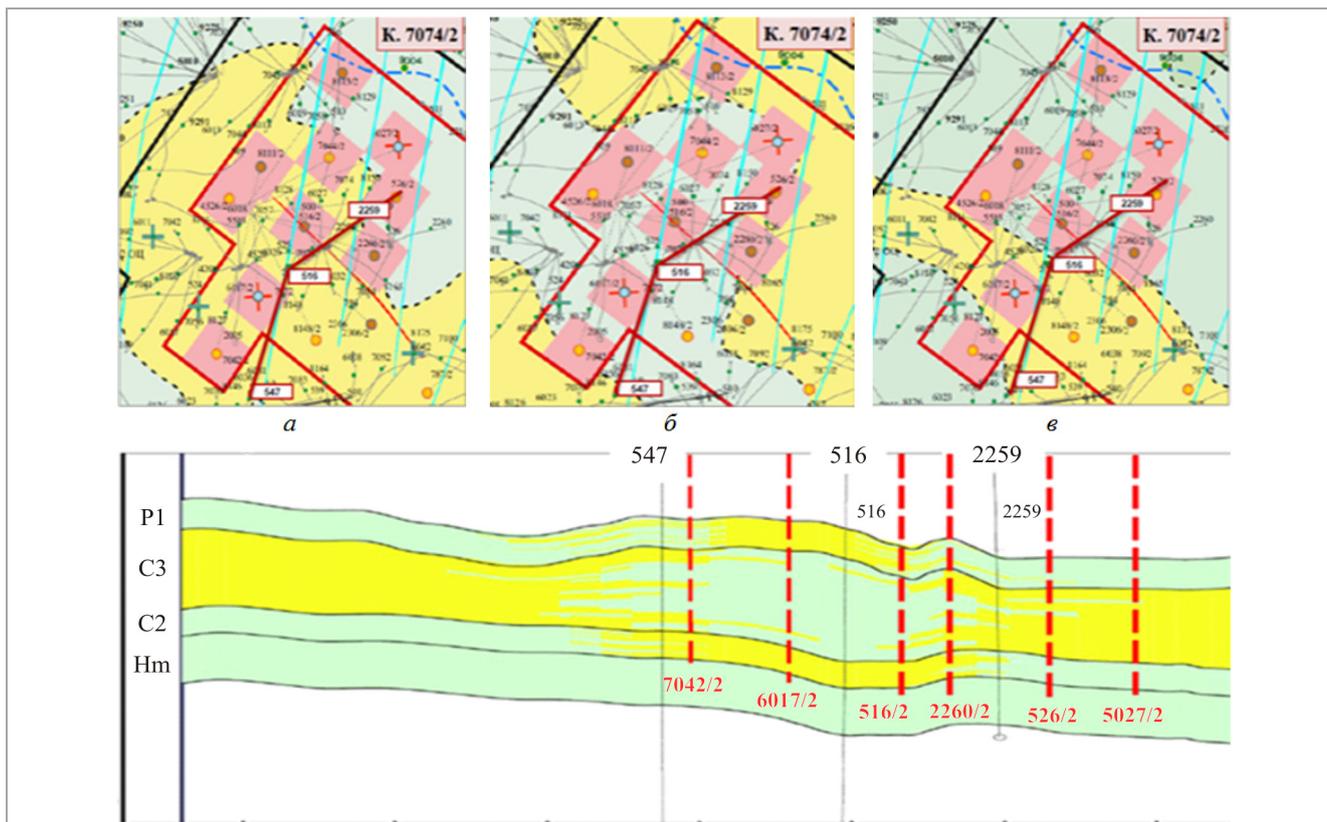


Рис. 7. Выделение литолого-фациальных зон (на примере куста 7074/2): *а* – объект C_{2m} ; *б* – объект C_{3k+g} ; *в* – объект P_{1a+S} ; *г* – разрез по линии скважин 547-516-2259

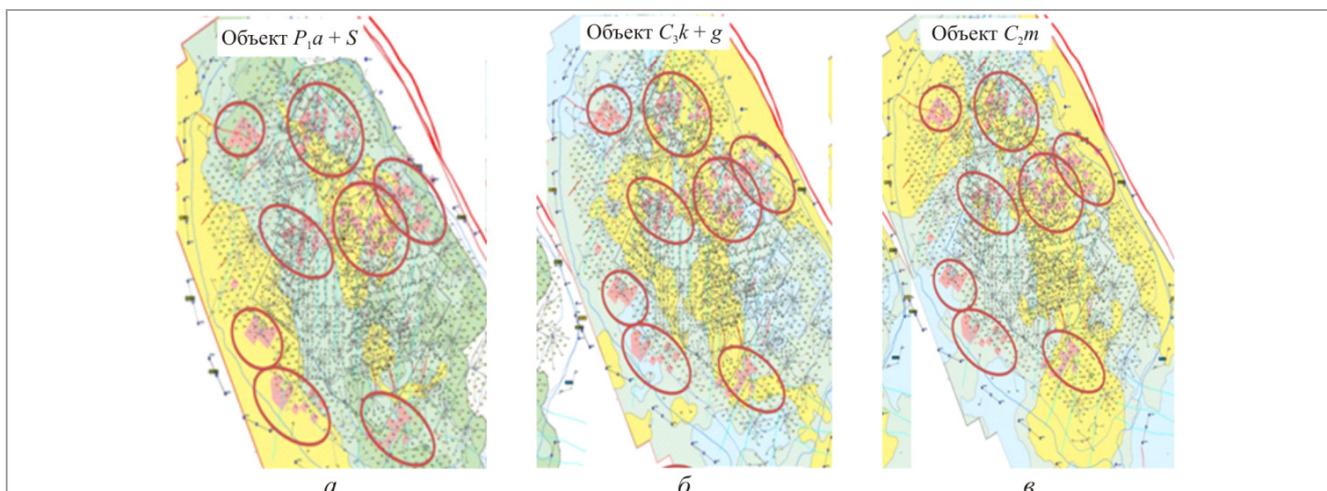


Рис. 8. Размещение скважин первоочередного бурения выполнено с учетом концептуальной седиментологической модели Усинского месторождения: *а* – объект P_{1a+S} ; *б* – объект C_{3k+g} ; *в* – объект C_{2m}

С целью дальнейшего проектирования и разработки пермокарбонатной залежи предложено размещение скважин, проведение первоочередных ПЦО на действующем фонде скважин с учетом полученной информации по фильтрационно-емкостным свойствам фациальных зон. На рис. 6 (*а, б, в*) показано размещение

скважин первоочередного бурения для пластов P_{1a+S} , C_{3k+g} , C_{2m} соответственно.

Размещение скважин проведено с тем учетом, что каждый куст эксплуатационного бурения вскрывает фации органогенных построек, обладающих наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами и коэффициентом вытеснения нефти (рис. 7).

Заключение

Проведенный анализ наглядно показал, насколько сильны отличия в макро- и микронеоднородности скважин, приуроченных к разнофациальным зонам. Условия осадконакопления и постседиментационные процессы определяют фильтрационно-емкостные свойства и обуславливают разные механизмы фильтрации. Основным механизмом извлечения нефти из коллекторов высокой проницаемости – гидродинамическое вытеснение, из низкопроницаемых коллекторов – упругое расширение пластовых жидкостей и капиллярная пропитка.

Размещение скважин первоочередного бурения выполнено с учетом концептуальной седиментологической модели Усинского месторождения с тем учетом, что каждый куст эксплуатационного бурения вскрывает фации органогенных построек, обладающих наилучшими ФЕС и коэффициентом вытеснения нефти (рис. 8).

В целях повышения эффективности разработки пермокарбонатной залежи и обеспечения достижения проектного уровня нефтеотдачи необходимо учесть литолого-фациальную зональность данной залежи.

Библиографический список

1. Алексин Г.А., Клещев А.А., Россихин Ю.А. Перспективы поисков нефти и газа на севере Тимано-Печорской провинции. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 44 с.
2. Тяжелые нефти Тимано-Печорской провинции / Л.А. Анищенко, О.В. Валяева, О.С. Процько, О.Ф. Разманова // Вестник института геологии Коми научного центра УрО РАН. – 2014. – № 9. – С. 11–14.
3. Башкирцева Н.Ю. Высоковязкие нефти и природные битумы // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – № 19. – С. 296–299.
4. Багринцева К.А. Трещиноватость осадочных пород. – М.: Недра, 1982.
5. Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1977.
6. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: Изд-во РГГУ, 1999. – Т. 2. – 285 с.

7. Белозеров И.П., Губайдуллин М.Г., Юрьев А.В. Определение относительных фазовых проницаемостей на образцах полноразмерного керна. Развитие Северо-Арктического региона: проблемы и решения // Материалы научной конференции ППС, научных сотрудников и аспирантов Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова. – Архангельск: Изд-во САФУ, 2014. – С. 21–25.

8. Карбонатные породы-коллекторы фанерозоя нефтегазоносных бассейнов России и ее сопредельных территорий / под ред. М.Д. Белонина. – СПб.: Недра, 2005. – Кн. 1. – 260 с.

9. Карбонатные породы-коллекторы фанерозоя нефтегазоносных бассейнов России и ее сопредельных территорий / под ред. М.Д. Белонина. – СПб.: Недра, 2005. – Кн. 2. – 156 с.

10. Бетехтин А.Г. Минералогия. – М.: Госгеолиздат, 1950.

11. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов / Ю.И. Брагин, С.Б. Вагин, И.С. Гутман, И.П. Чоловский. – М.: Недра, 2004.

12. Влияние вторичных изменений пород осадочных комплексов на их нефтегазоносность: сб. науч. тр. – Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1982.

13. Гарушев А.Р., Иванов В.А. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений термическими методами // Разработка и эксплуатация высоковязких нефтей / ВНИПИтермнефть. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1980.

14. Особенности изучения карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами / И.П. Гурбатова [и др.]; Фил. ООО «ЛУКОЙЛ-инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. – Пермь: Астер Диджитал, 2017. – 264 с.

15. Экспериментальное изучение фильтрационных свойств анизотропных коллекторов углеводородного сырья / М.Н. Дмитриев [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. – № 11. – С. 6–9.

16. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – М.: Нефть и газ, 1997. – 387 с.

17. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. – М.: ЕАГЕ Геомодель, 2014. – 232 с.
18. Искрицкая Н.И., Макаревич В.Н. Необходимость ускоренного освоения месторождений высоковязких нефтей на территории России // Георесурсы. – 2014. – № 4. – С. 35–39.
19. Современные технологии добычи высоковязких нефтей / С.Г. Конесев, М.И. Хакимьянов, П.А. Хлюпин, Э.Ю. Кондратьев // Электротехнические системы и комплексы. – 2013. – № 5. – С. 301–307.
20. Костин Н.Г., Губайдуллин М.Г. Особенности определения коэффициента пористости сложных карбонатных коллекторов нефти и газа при моделировании термобарических условий // Проблемы рационального использования природного и техногенного сырья Баренцева региона в технологии строительных и технических материалов: материалы IV Междунар. конф. – Архангельск: Институт экологических проблем Севера УрО РАН, 2010. – С. 34–37.
21. Опыт применения третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Пермского края / Н.А. Лядова, А.В. Распопов, Л.Н. Мужикова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 92–95.
22. Петухов А.В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2002. – 276 с.
23. Потехин Д.В., Путилов И.С. Опыт корректировки распределения литологии при трехмерном геологическом моделировании на основе представлений о геологическом строении нефтяных залежей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 5–6. – С. 48–50.
24. Козлова И.А., Путилов И.С., Филькина Н.А. Использование методов литолого-фациального анализа для уточнения геологического строения карбонатных залежей месторождений Соликамской депрессии // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 32–36.
25. Путилов И.С. Трехмерное геологическое моделирование при разработке нефтяных и газовых месторождений. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2011. – 72 с.
26. Рузин Л.М., Урсегов С.О. Развитие тепловых методов разработки пермокарбонатной залежи Усинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 2. – С. 82–84.
27. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.
28. Рузин Л.М., Выборов В.А. Влияние температуры на эффективность вытеснения высоковязкой нефти из пористой среды // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 6. – С. 39–42.
29. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления: пер. с англ. – М.: Недра, 1989. – 296 с.
30. Чехович П.А. Карбонатные платформы в раннепалеозойских осадочных бассейнах. Седиментационные характеристики и методы изучения // Жизнь Земли. Геология, геодинамика, экология, музеология: сб. науч. тр. Музея землеведения. – М.: МГУ, 2010. – Т. 32. – С. 104–132.
31. Юрьев А.В., Шулев В.Е. Определение коэффициента вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного керна // Вестник САФУ. Естественные науки. – 2015. – № 2. – С. 28–34.
32. Юрьева З.П., Валиукевичиус Йю Нижнедевонская карбонатная клиноформа Хорейверской впадины Тимано-Североуральского региона (стратиграфия, корреляция) // Литосфера. – 2014. – № 2. – С. 26–38.
33. Юрьева З.П., Валиукевичиус Йю Нижний девон Варандей-Адзвинской структурной зоны (стратиграфия, корреляция) // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН. – 2012. – № 5. – С. 6–10.
34. Обломочные карбонаты пограничных отложений верхнего и нижнего девона / З.П. Юрьева [и др.] // Литология и

нефтегазоносность карбонатных отложений: материалы Второго всерос. литологического совещания и Восьмого всерос. симпозиума по ископаемым кораллам и рифам. – Сыктывкар: Геопринт, 2001. – С. 116–118.

35. Oil families and their potential sources in the northeastern Timan Pechora basin, Russia / M.A. Abrams [et al.] // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1999. – Vol. 83. – P. 553–577. DOI: 10.1306/00AA9BF6-1730-11D7-8645000102C1865D

36. Advances in core evaluation. Accuracy and precision in reserves estimation // Reviewed Proceedings of the First Society of Core Analysts European Core Analysis Symposium. – London, 1990. – 567 p.

37. Arabjamaloei R., Daniels D., Ebeltoft E. Validation of permeability and relative permeability data using mercury injection capillary pressure data. – Norway: SCA, 2018. – 2 p. DOI: 10.1051/e3sconf/20198901001

38. Batycky J.P., Maini B.B., Fisher D.B. Simulation of Miscible Displacement in Full-Diameter Carbonate Cores // Society of Petroleum Engineers Journal. – Vol. 22. – SPE. – № 9233-PA. – 1982. – P. 647–657. DOI: 10.2118/9233-PA

39. Bynum Jr. R.S., Koepf E.H. Whole-Core Analysis Methods and Interpretation of Data from Carbonate Reservoirs // Journal of Petroleum Technology. – 1957. – № 9, iss. 11. – P. 11–15. DOI: 10.2118/817-G

40. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. – М.: Недра, 1966. – 206 с.

41. Honarpour M.M., Djabbarah Nizar F., Sampath K. Whole Core Analysis – Experience and Challenges, Society of Petroleum Engineer // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2006. – Dec. DOI: 10.2118/81575-MS

42. Recommended Practice for Core Analysis. API. RP 40, second edition. – February, 1998. 236 p.

43. Tucker M.E., Wright V.P. Carbonate sedimentology. – Blackwell Science Ltd, 1990. – 484 p.

44. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.

45. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. – Tulsa, Oklahoma, USA: AAPG, 1994. – 231 p.

References

1. Aleksin G.A., Kleshchev A.A., Rossikhin Iu.A. Perspektivy poiskov nefti i gaza na severe Timano-Pechorskoi provintsii [Prospects for prospecting for oil and gas in the north of the Timan-Pechora province]. Moscow: VNIIOENG, 1982, 44 p.

2. Anishchenko L.A., Valiaeva O.V., Prots'ko O.S., Razmanova O.F. Tiazhelye nefti Timano-Pechorskoi provintsii [Heavy oils of Timan-Pechora province]. *Vestnik instituta geologii Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniia Rossiiskoi akademii nauk*, 2014, no. 9, pp. 11-14.

3. Bashkirtseva N.Iu. Vysokoviazkie nefti i prirodnye bitумы [High-viscosity oils and natural bitumens]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2014, no. 19, pp. 296-299.

4. Bagrintseva K.A. Treshchinovatost' osadochnykh porod [Fracturing of sedimentary rocks]. Moscow: Nedra, 1982.

5. Bagrintseva K.I. Karbonatnye porody-kollektory nefti i gaza [Carbonate rocks - oil and gas reservoirs]. Moscow: Nedra, 1977.

6. Bagrintseva K.I. Usloviia formirovaniia i svoistva karbonatnykh kollektorov nefti i gaza [Formation conditions and properties of carbonate reservoirs of oil and gas]. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi gumanitarnyi universitet, 1999, vol. 2, 285 p.

7. Belozarov I.P., Gubaidullin M.G., Iur'ev A.V. Opredelenie otnositel'nykh fazovykh pronitsaemosti na obraztsakh polnorazmernogo kerna. Razvitie Severo-Arkticheskogo regiona: problemy i resheniia [Determination of relative phase permeabilities on full-size core samples. Development of the North Arctic Region: Problems and Solutions]. *Materialy nauchnoi konferentsii PPS, nauchnykh sotrudnikov i aspirantov Severnogo (Arkticheskogo) federal'nogo universiteta imeni M.V. Lomonosova*. Arkhangel'sk: Severnyi (Arkticheskii) federal'nyi universitet imeni M.V. Lomonosova, 2014, pp. 21-25.

8. Karbonatnye porody-kollektory fanerozoia neftegazonosnykh basseinov Rossii i ee sopredel'nykh territorii [Carbonate reservoir rocks of the Phanerozoic of oil and gas basins

of Russia and its adjacent territories]. Ed. M.D. Belonin. Saint Petersburg: Nedra, 2005, book 1, 260 p.

9. Karbonatnye porody-kollektory fanerozoia neftegazonosnykh basseinov Rossii i ee sopredel'nykh territorii [Carbonate reservoir rocks of the Phanerozoic of oil and gas basins of Russia and its adjacent territories]. Ed. M.D. Belonin. Saint Petersburg: Nedra, 2005, book 2, 156 p.

10. Betekhtin A.G. Mineralogiia [Mineralogy]. Moscow: Gosgeolizdat, 1950.

11. Bragin Iu.I., Vagin S.B., Gutman I.S., Cholovskii I.P. Neftegazopromyslovaia geologiia i gidrogeologiia zalezhei uglevodorodov [Oil and gas field geology and hydrogeology of hydrocarbon deposits]. Moscow: Nedra, 2004.

12. Vliianie vtorichnykh izmenenii porod osadochnykh kompleksov na ikh neftegazonosnost' [Influence of secondary changes in rocks of sedimentary complexes on their oil and gas content]. *Sbornik nauchnykh trudov*. Leningrad: VNIGRI, 1982.

13. Garushev A.R., Ivanov V.A. Osobennosti proektirovaniia razrabotki neftianykh mestorozhdenii termicheskimi metodami [Features of designing the development of oil fields by thermal methods]. Moscow: VNIIOENG, 1980.

14. Gurbatova I.P. et al. Osobennosti izucheniia karbonatnykh porod-kollektorov laboratornymi metodami [Features of the study of carbonate reservoir rocks by laboratory methods]. Filial OOO "LUKOIL-inzhiniring" "PermNIPIneft" v gorode Permi. Perm: Aster Didzhital, 2017, 264 p.

15. Dmitriev M.N. et al. Eksperimental'noe izuchenie fil'tratsionnykh svoistv anizotropnykh kollektorov uglevodorodnogo syr'ia [Experimental study of filtration properties of hydrocarbons anisotropic fields]. *Burenie i neft'*, 2015, no. 11, pp. 6-9.

16. Zheltov Iu.V., Kudinov V.I., Malofeev G.E. Razrabotka slozhnopostroennykh mestorozhdenii viazkoii nefti v karbonatnykh kollektorakh [Development of complex viscous oil fields in carbonate reservoirs]. Moscow: Neft' i gaz, 1997, 387 p.

17. Zhemchugova V.A. Rezervuarnaia sedimentologiia karbonatnykh otlozhenii

[Reservoir sedimentology of carbonate deposits]. Moscow: EAGE Geomodel', 2014, 232 p.

18. Iskritskaia N.I., Makarevich V.N. Neobkhodimost' uskorenogo osvoeniia mestorozhdenii vysokoviazkikh nefti na territorii Rossii [The necessity of accelerating the development of highly viscous oil in Russia]. *Georesursy*, 2014, no. 4, pp. 35-39.

19. Konesev S.G., Khakim'ianov M.I., Khliupin P.A., Kondrat'ev E.Iu. Sovremennye tekhnologii dobychi vysokoviazkikh nefti [Modern technologies for the production of high-viscosity oils]. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы*, 2013, no. 5, pp. 301-307.

20. Kostin N.G., Gubaidullin M.G. Osobennosti opredeleniia koeffitsienta poristosti slozhnykh karbonatnykh kollektorov nefti i gaza pri modelirovanii termobaricheskikh uslovii [Features of determining the porosity coefficient of complex carbonate reservoirs of oil and gas when modeling thermobaric conditions]. *Problemy ratsional'nogo ispol'zovaniia prirodnogo i tekhnogennogo syr'ia Barentseva regiona v tekhnologii stroitel'nykh i tekhnicheskikh materialov. Materialy IV Mezhdunarodnoi konferentsii*. Arkhangelsk: Institut ekologicheskikh problem Severa Ural'skogo otdeleniia Rossiiskoi akademii nauk, 2010, pp. 34-37.

21. Liadova N.A., Raspopov A.V., Muzhikova L.N. et al. Opyt primeneniia tretichnykh metodov uvelicheniia nefteotdachi na mestorozhdeniakh Permskogo kraia [The experience of tertiary recovery methods on Perm region reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 7, pp. 92-95.

22. Petukhov A.V. Teoriia i metodologiia izucheniia strukturno-prostranstvennoi zonal'nosti treshchinnykh kollektorov nefti i gaza [Theory and methodology for studying the structural-spatial zoning of fractured oil and gas reservoirs]. Ukhta: Ukhtinskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 2002, 276 p.

23. Potekhin D.V., Putilov I.S. Opyt korrekcirovki raspredeleniia litologii pri trekhmernom geologicheskom modelirovanii na osnove predstavlenii o geologicheskom stroenii neftianykh zalezhei [Experience in adjusting the distribution of lithology in

three-dimensional geological modeling based on ideas about the geological structure of oil deposits]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2005, no. 5-6, pp. 48-50.

24. Kozlova I.A., Putilov I.S., Fil'kina N.A. Ispol'zovanie metodov litologo-fatsial'nogo analiza dlia utochneniia geologicheskogo stroeniia karbonatnykh zalezhei mestorozhdenii Solikamskoi depressii [Using of methods of lithologic-facial analysis to specify geological structure of carbonate deposits of Solikamsk depression]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 32-36.

25. Putilov I.S. Trekhmernoe geologicheskoe modelirovanie pri razrabotke neftiykh i gazovykh mestorozhdenii [3D geological modeling in the development of oil and gas fields]. Perm: Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2011, 72 p.

26. Ruzin L.M., Ursegov S.O. Razvitie teplovykh metodov razrabotki permokarbonovoi zalezhi Usinskogo mestorozhdeniia [Elaboration of thermal methods of development of Permian-Carbon reservoir of Usinskoye oilfield]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2005, no. 2. 82-84.

27. Ruzin L.M., Chuprov I.F., Moroziuk O.A., Durkin S.M. Tekhnologicheskie printsipy razrabotki zalezhei anomal'no viazkikh neftei i bitumov [Technological principles for the development of deposits of abnormally viscous oils and bitumen]. Moscow. Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovani, 2015, 480 p.

28. Ruzin L.M., Vyborov V.A. Vliianie temperatury na effektivnost' vytesneniia vysokoviazkoi neftei iz poristoi sredy [Influence of temperature on the efficiency of displacement of high-viscosity oil from a porous medium]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1981, no. 6, pp. 39-42.

29. Selli R.Ch. Drevnie obstanovki osadkonakopleniia [Ancient sedimentation settings]. Moscow: Nedra, 1989, 296 p.

30. Chekhovich P.A. Karbonatnye platformy v rannepaleozoiskikh osadochnykh basseynakh. Sedimentatsionnye kharakteristiki i metody izucheniia [Carbonate platforms in the Early Paleozoic sedimentary basins. Sedimentation characteristics and study methods]. *Zhizn'*

Zemli. Geologiya, geodinamika, ekologiya, muzeologiya. Sbornik nauchnykh trudov Muzeia zemlevedeniia. Moscow: Moskovskii gosudarstvennyi universitet imeni M.V. Lomonosova, 2010, vol. 32, pp. 104-132.

31. Iur'ev A.V., Shulev V.E. Opredelenie koeffitsienta vytesneniia neftei vodoi na obraztsakh polnorazmernogo kerna [Determination of water-oil displacement efficiency on the whole core samples]. *Vestnik Severnogo (Arkticheskogo) federal'nogo universiteta. Estestvennye nauki*, 2015, no. 2, pp. 28-34.

32. Iur'eva Z.P., Valiukevichius Iiu. Nizhnedeavonskaia karbonatnaia klinoforna Khoreiverskoi vpadiny Timano-Severoural'skogo regiona (stratigrafiia, korreliatsiia) [Lower Devonian carbonate clinoforn of the Khoreyver depression of the Timan-North Ural region (stratigraphy, correlation)]. *Litosfera*, 2014, no. 2, pp. 26-38.

33. Iur'eva Z.P., Valiukevichius Iiu. Nizhnii devon Varandei-Adz'vinskoi strukturnoi zony (stratigrafiia, korreliatsiia) [Lower Devonian of the Varandei-Adz'va structural zone (stratigraphy, correlation)]. *Vestnik Instituta geologii Komi Nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniia Rossiiskoi akademii nauk*, 2012, no. 5, pp. 6-10.

34. Iur'eva Z.P. et al. Oblomochnye karbonaty pogranichnykh otlozhenii verkhnego i nizhnego devona [Clastic carbonates of the Upper and Lower Devonian boundary deposits]. *Litologiya i neftegazonosnost' karbonatnykh otlozhenii. Materialy Vtorogo Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniia i Vos'mogo vserossiiskogo simpoziuma po iskopaemym korallam i rifam*. Syktyvkar: Geoprint, 2001, pp. 116-118.

35. Abrams M.A. et al. Oil families and their potential sources in the northeastern Timan Pechora basin, Russia. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1999, vol. 83, pp. 553-577. DOI: 10.1306/00AA9BF6-1730-11D7-8645000102C1865D

36. Advances in core evaluation. Accuracy and precision in reserves estimation. *Reviewed Proceedings of the First Society of Core Analysts European Core Analysis Symposium*. London, 1990, 567 p.

37. Arabjamaloei R., Daniels D., Ebeltoft E. Validation of permeability and relative permeability data using mercury injection capillary pressure data. Norway: SCA, 2018, 2 p. DOI: 10.1051/e3sconf/20198901001

38. Batycky J.P., Maini B.B., Fisher D.B. Simulation of Miscible Displacement in Full-Diameter Carbonate Cores. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1982, vol. 22, SPE, no. 9233-PA, pp. 647-657. DOI: 10.2118/9233-PA

39. Bynum Jr. R.S., Koepf E.H. Whole-Core Analysis Methods and Interpretation of Data from Carbonate Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1957, no. 9, iss. 11, P. 11–15. DOI: 10.2118/817-G

40. Dement'ev L.F. Statisticheskie metody obrabotki i analiza promyslovo-geologicheskikh

dannykh [Statistical methods of processing and analysis of field-geological data]. Moscow: Nedra, 1966, 206 p.

41. Honarpour M.M., Djabbarah Nizar F., Sampath K. Whole Core Analysis – Experience and Challenges, Society of Petroleum Engineer. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2006. Dec. DOI: 10.2118/81575-MS

42. Recommended Practice for Core Analysis. API. RP 40, second edition. February, 1998. 236 p.

43. Tucker M.E., Wright V.P. Carbonate sedimentology. Blackwell Science Ltd, 1990, 484 p.

44. Watson G.S. Statistic on spheres. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983, 238 p.

45. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. Tulsa, Oklahoma, USA: AAPG, 1994, 231 p.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Агеева А.Ю., Путилов И.С. Влияние литолого-фациальных зон на эффективность пароциклических обработок (на примере пермокарбоневой залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения Республики Коми) // Недропользование. – 2020. – Т.20, №4. – С.331–343. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.3

Please cite this article in English as:

Ageeva A.Yu., Putilov I.S. Influence of Lithological-Facies Zones on the Efficiency of Cyclic Steam Treatments (on the Example of a Permo-Carboniferous Super-Viscous Oil Reservoir of the Usinsk Field of the Komi Republic). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.4, pp.331-343. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.3