**ОБОСНОВАНИЕ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РЕАЛИЗУЕМОЙ
СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПОСРЕДСТВОМ ПРИМЕНЕНИЯ
МЕТОДА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА
НА ОТДЕЛЬНЫХ ОПЫТНЫХ УЧАСТКАХ РАЗРАБОТКИ
(НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА БС₄₋₅ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

И.А. Козлова, И.О. Мальцева

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

Рассмотрен вопрос об обосновании усовершенствования реализуемой системы разработки посредством применения гидравлического разрыва пласта (ГРП) в коллекторах терригенного типа на отдельных опытных участках разработки основной залежи пласта БС₄₋₅ Приразломного месторождения. Основными задачами исследования являлись: 1) изучение и выявление особенностей геологического строения Приразломного месторождения; 2) изучение и анализ реализуемой на месторождении системы разработки и рассмотрение метода гидравлического разрыва пласта как метода освоения фонда добывающих и нагнетательных скважин и интенсификации добычи нефти на отдельных опытных участках разработки месторождения, а также оценка эффективности его применения. Цель работы – обоснование несовершенства реализуемой системы разработки месторождения и возможности применения гидравлического разрыва пласта в качестве метода повышения эффективности работы реализуемых сеток скважин на отдельных опытных участках разрабатываемой площади. Таким образом, в результате проведенного исследования были выявлены и изучены особенности геологического строения Приразломного месторождения; проанализирована реализуемая на месторождении система разработки; рассмотрен вопрос усовершенствования данной системы посредством применения метода гидравлического разрыва пласта в коллекторах терригенного типа на отдельных опытных участках разработки как метода интенсификации добычи, а также метода освоения фонда добывающих и нагнетательных скважин. Таким образом, в результате проведенных исследований обосновано усовершенствование реализуемой системы разработки посредством применения метода гидравлического разрыва пласта на отдельных опытных участках разработки месторождения.

Ключевые слова: фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора, тип коллектора, тип залежи, нефтеотдача пласта, система разработки месторождения, система заводнения, фонд скважин, сетка скважин, дебит скважины, обводненность скважины, эффективная нефтенасыщенная толщина, гидравлический разрыв пласта, жидкость разрыва, жидкость – песконоситель, проппант.

**RATIONALE FOR IMPROVEMENT OF FEASIBILITY DEVELOPMENT
THROUGH APPLICATION OF HYDRAULIC FRACTURING
IN SEPARATE EXPERIMENTAL PLOTS DEVELOPMENT
(CASE STUDY OF FORMATION BS₄₋₅ PRIRAZLOMNOE)**

I.A. Kozlova, I.O. Mal'tseva

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

In the article the question of justification of improvements implemented system design through the use of hydraulic fracturing (HF) in clastic reservoirs in certain types of plots develop core deposit formation BS₄₋₅ Prirazlomnoye. The main objectives of the study were: 1) to study and determine the characteristics of the geological structure Prirazlomnoe 2) study and a feasibility study in the field of development and review of the method of hydraulic fracturing as a method to fund the development of production and injection wells and oil production intensification on individual test areas of field development and evaluation of the effectiveness of its use. Objective: To study the imperfections implemented system of field development, and applications of hydraulic fracturing as a method of increasing the efficiency of the implemented grid wells on separate plots developed area. Thus as a result of the study were reviewed and the peculiarities of the geological structure Prirazlomnoe, studied and analyzed the system is implemented in the field of development; considered improvements implemented system design through the application of the method of hydraulic fracturing in clastic reservoirs in certain types of plots develop as enhanced oil recovery, and the method of development fund for production and injection wells. Thus, as a result of the research is justified improvements implemented system design through the application of the method of hydraulic fracturing on individual plots of field development.

Keywords: reservoir properties collector, collector type, reservoir type, oil recovery, field development system, water flooding wells system, well spacing, production rate, water cut wells, net pay thickness, hydraulic fracturing, fracturing fluid, liquid – sand carrier, proppant.

Особенности геологического строения пласта БС₄₋₅

Приразломное месторождение является многопластовым и многообъектным. В разрезе месторождения выделяются семь эксплуатационных объектов (пласты Ач₅, Ач₁₋₄, БС₄₋₅, БС₂, БС₁, АС₁₁², АС₁₁¹). Основным эксплуатационным объектом является продуктивный пласт БС₄₋₅ готерив-барремского нефтегазоносного комплекса, содержащий 83 % геологических запасов промышленных категорий. Пласт характеризуется невыдержанностью литологического состава, толщины и коллекторских свойств по площади и разрезу, низкой проницаемостью (среднее значение $4,6 \cdot 10^{-3}$ мкм²), высокой степенью расчлененности (10,7) и отсутствием активных пластовых вод.

Пласт БС₄₋₅ представлен литологическим чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, причем в нижней части продуктивного интервала песчаники преимущественно развиты в виде изолированных линзовидных тел различных размеров и сравнительно небольшой толщины, а в верхней части прослеживается монолитный площадной характер их распространения (рис. 1).

В разрезе продуктивного пласта БС₄₋₅ в пределах месторождения выделяются от 1 до 10 прослоев коллекторов различной толщины, примерно половина из которых имеет толщину не более 1 м. В западной части месторождения число проницаемых прослоев больше и значения их толщины выше, чем в восточной части месторождения. Толщина глинистого раздела между монолитной и рас-

Рис. 1. Фрагмент геологического профиля месторождения. Пласт БС₄₋₅

члененной частями продуктивного интервала колеблется в пределах от 0,4 до 9,4 м, причем примерно на половине площади разбуренной части месторождения толщина глинистого раздела составляет 0,4–1,6 м [1].

Статистическая характеристика фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, определенных по образцам керна для пласта БС₄₋₅ в целом и отдельно для его монолитной и расчлененной части, приведена в таблице. Эти данные свидетельствуют о том, что пористость в пределах монолитной и расчлененной частей пласта изменяется в сравнительно равных диапазонах и имеет достаточно низкий коэффициент вариации. Тогда как проницаемость монолитной части пласта имеет больший диапазон изменений, нежели расчлененной части, при сравнительно высоких значениях вариации [2–6].

Таким образом, коллекторы пласта БС₄₋₅ характеризуются высокой степенью расчлененности, низкими значениями ФЕС и неоднородностью их изменения по разрезу.

Статистическая характеристика фильтрационно-емкостных свойств коллекторов

Пласт БС ₄₋₅ в целом		Монолитная часть пласта БС ₄₋₅		Расчлененная часть пласта БС ₄₋₅	
Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²
14...20	0,3...86,5	14...20	0,3...86,5	13,3...19,7	0,6...53,2
17,5 ± 0,07	14 ± 1,13	17,6 ± 0,07	15,3 ± 1,13	17,2 ± 0,08	11,3 ± 1,25

Анализ эффективности различных систем разработки основной залежи пласта БС₄₋₅

В связи с рассмотренными выше особенностями геологического строения пласта БС₄₋₅, было предусмотрено выделение опытных участков, для каждого из которых была запроектирована своя сетка скважин. Данная система разработки позволяет охватить посредством различной степени воздействия на отдельные части залежи в целом всю разрабатываемую площадь.

В ходе эксплуатации пласта БС₄₋₅ фактически реализовано несколько опытных участков с различными системами разработки: 7-точечная (25,1 га/скв.) в южной части залежи, уплотненная 5-рядная (16,9 га/скв.), 3-рядная (лобовое размещение) (23,8 га/скв.), 3-рядная с треугольной сеткой (25,1 га/скв.), занимающие большую часть разрабатываемой площади, и 9-точечная (25,2 га/скв.) в северной части залежи, с реализуемой внутриконтурной (с разрезанием на блоки) системой заводнения с элементами очагового заводнения (рис. 2).

Рис. 2. Реализованные системы разработки и заводнения пласта БС₄₋₅

На рис. 3 представлена диаграмма распределения фонда скважин по опытным участкам.

Как видно из диаграммы, подавляющее количество скважин (55 % от фонда) приходится на 3-рядную сетку скважин, 24 % – на 7-точечную и 11 % – на 5-рядную, 1-рядную и 9-точечную системы разработки.

Динамика добычи нефти по отдельным участкам отображена в виде графиков на рис. 4, из которых видно, что основная добыча приходится на 3-рядную систему размещения скважин, которая реализована на большей части площади пласта.

Для оценки эффективности применения различных сеток скважин, реализуемых на нескольких опытных участках месторождения, были проанализированы карты текущих отборов и эффективных нефтенасыщенных толщин пласта БС₄₋₅. На основании изученных данных были построены гистограммы дебитов, обводненности скважин и распределения эффективных нефтенасыщенных толщин для каждого из опытных участков.

Рис. 3. Диаграмма распределения фонда скважин по опытным участкам

Рис. 4. Динамика добычи нефти по пласту БС₄₋₅ для различных опытных участков

Рис. 5. Гистограмма распределения дебитов скважин

В качестве примера рассмотрим сетки скважин: 3-рядную, охватывающую наибольшую часть разрабатываемой площади, и 7-точечную, реализованную в южной части залежи. Определено, что 5-рядная, 1-рядная и 9-точечная сетки скважин характеризуются сходными с 3-рядной распределениями дебитов скважин. Для анализа была построена обобщенная гистограмма распределения дебитов скважин для 3-рядной и 7-точечной сеток скважин, которая представлена на рис. 5.

Таким образом, гистограмма позволяет четко проследить распределение дебитов для представленных сеток скважин. Так, для скважин 7-точечной сетки характерны наибольшие значения дебитов скважин при широком диапазоне их изменения. В то же время для скважин

3-рядной сетки (соответственно, и для 5-рядной, 1-рядной, 9-точечной сеток скважин) характерны небольшие дебиты (до 15 т/сут) с достаточно узким диапазоном их изменения.

Эффективные нефтенасыщенные толщины были проанализированы по гистограммам распределения толщин для каждого из опытных участков (рис. 6).

Таким образом, наибольшими эффективными нефтенасыщенными толщинами характеризуются коллекторы в зоне применения 7-точечной сетки с достаточно узким диапазоном их изменения (от 16 до 22 м). Для коллекторов в зонах применения остальных сеток скважин (большая часть залежи) значения толщин варьируют в широком диапазоне (от 6 до 22 м), что напрямую свидетельствует о высокой степени неоднородности распределения эффективных нефтенасыщенных толщин по площади разрабатываемой залежи.

Далее была построена зависимость дебитов скважин от эффективных нефтенасыщенных толщин для различных сеток скважин (рис. 7).

Анализ зависимости показал, что система разработки с 7-точечной сеткой скважин наиболее эффективна относительно других сеток скважин, так как

Рис. 6. Гистограммы распределения эффективных нефтенасыщенных толщин для различных сеток скважин: а – для 7-точечной; б – 3-рядной; в – 5-рядной; г – 1-рядной; д – 9-точечной

Рис. 7. Диаграмма зависимости дебитов скважин от эффективных нефтенасыщенных толщин для различных сеток скважин:

◆ 7-точечная; ■ 3-рядная; ▲ 5-рядная; ■ 1-рядная; ● 9-точечная

дебиты скважин данной сетки изменяются в диапазоне от 30 до 67 т/сут, тогда как для всех остальных сеток скважин (3-рядной, 5-рядной, 1-рядной, 9-точечной) дебиты изменяются в диапазоне от 5 до 22 т/сут.

Следовательно, необходимы мероприятия по усовершенствованию эффективности реализуемой системы разработки на подавляющей части разрабатываемой площади залежи. Одним из методов, позволяющих повысить эффективность реализуемых сеток скважин, является метод гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Метод гидравлического разрыва пласта

На Приразломном месторождении метод гидравлического разрыва пласта используется в качестве метода интенсификации добычи нефти и освоения фонда добывающих и нагнетательных скважин.

Существуют некоторые геологические и технические критерии подбора скважин для проведения ГРП [7–12].

К геологическим критериям относят следующие: эффективная толщина пласта должна составлять не менее 5 м; продуктивный пласт, подвергаемый ГРП, должен

быть отделен от других проницаемых пластов непроницаемыми разделами толщиной более 8–10 м; удаленность скважины от ГНК и ВНК должна превышать расстояние между добывающими скважинами; расчлененность продуктивного интервала (подвергаемого ГРП) должна быть не более 3–5 [13, 14].

К техническим требованиям относят техническую исправность скважины, удовлетворительное состояние эксплуатационной колонны и прочное сцепление цементного камня с колонной [15].

Операция гидравлического разрыва пласта состоит из трех этапов: на первом этапе производится закачка в пласт жидкости разрыва, происходит образование трещин в пласте; на втором этапе осуществляется закачка в пласт жидкости – песконосителя; на заключительном этапе проводят продавку жидкости – песконосителя в пласт [16, 17].

О моменте разрыва пласта во время осуществления первого этапа гидроразрыва судят по резкому спаду давления и увеличению расхода закачиваемой в скважину жидкости разрыва. После разрыва пласта переходят ко второму этапу – закачке в скважину жидкости – песконосителя при большом ее расходе

Рис. 8. Средний дебит жидкости и нефти на единицу эффективной мощности после ГРП при ВНС для операций, проведенных в периоды 1990–2004 и 2004–2009 гг.

и высоком давлении нагнетания. После окончания закачки расчетного объема жидкости – песконосителя ее продавливают в пласт с максимальной скоростью при максимально возможном давлении нагнетания. После продавки песка (проппанта) устье скважины закрывают и скважину оставляют в покое до тех пор, пока избыточное давление на устье скважины не снизится до нуля. После этого скважину промывают для удаления песка, оставшегося в обсадной колонне, и приступают к ее освоению [18–21].

Для пласта БС₄₋₅ выделяют три вида ГРП по повторности и видам скважин: ГРП на переходящем фоне (для скважин, которые вводились в эксплуатацию без ГРП, в дальнейшем по мере снижения дебитов производится стимуляция малообъемными операциями гидроразрыва пласта); ГРП при вводе новых скважин (ВНС) – высокотоннажные ГРП; повторные ГРП (проведение повторных операций ГРП с увеличенной массой проппанта для подключения дополнительных пропластков, не вовлеченных в разработку при первоначальных малотоннажных ГРП).

Проведение высокотоннажных ГРП при вводе новых скважин начиная с 2004 г. отразилось на средних дебитах жидкости и нефти (рис. 8).

Согласно приведенным графикам, наблюдается большая продолжительность от ГРП на новых скважинах (свыше 3 лет). Увеличение средней массы ГРП на опера-

цию позволило получить прирост удельного дебита жидкости и нефти на 76 и 65 % соответственно.

Таким образом, в процессе исследования были выявлены основные особенности геологического строения месторождения, изучена реализуемая система разработки, обосновано ее несовершенство, а соответственно, и неэффективность применения на разрабатываемой площади.

В качестве метода повышения эффективности работы сеток скважин был рассмотрен метод гидравлического разрыва пласта (ГРП), выявлены критерии подбора скважин для проведения ГРП, изучена технология его проведения на изучаемом объекте. В ходе исследования обоснована эффективность применения ГРП, которая заключается в улучшении условий вытеснения нефти и дополнительном вовлечении в разработку малодренлируемых пропластков, увеличении нефтеотдачи пласта, дополнительной добыче нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта и снижении обводненности объекта.

Таким образом, в результате проведенных исследований обосновано усовершенствование реализуемой системы разработки посредством применения метода гидравлического разрыва пласта и рекомендовано его применение на 3-рядной, 5-рядной, 1-рядной и 9-точечной системах разработки.

Список литературы

1. Проектный документ «Проект разработки Приразломного месторождения», утвержденный ЦКР (протокол № 4339 от 27.07.2010 г.).
2. Носов М.А. Создание геолого-экономической модели территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – № 1. – С. 25–33.
3. Миронов В.В., Козлова И.А. Особенности геологического строения и условий разработки силурийских залежей Верхневойского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 2. – С. 7–12.
4. Варушкин С.В., Козлова И.А. Возможность проведения поисково-оценочных работ на объектах, расположенных под толщей калийно-магневых солей Верхнекамского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 3. – С. 8–15.
5. Силайчева В.А. Прогнозирование значения проницаемости по совокупности данных гидродинамических и геолого-геофизических исследований (на примере Батырбайского месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 3. – С. 26–29.
6. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Козлова И.А. Определение перспективных участков геологоразведочных работ на нефть вероятностно-статистическими методами на примере территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 7–14.
7. Джавадян А.А., Гавура В.Е. Современные методы повышения нефтеотдачи пластов и новые технологии на месторождениях Российской Федерации // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 10. – С. 6–13.
8. Перспективный способ интенсификации выработки запасов нефти из низкопроницаемых коллекторов / Ю.В. Баранов, И.Х. Зиятдинов, Т.Л. Гоголашвили, Н.А. Прокошев // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 11. – С. 12–15.
9. О возможности применения нефтевытесняющих составов для повышения нефтеотдачи пластов, находящихся на поздней стадии разработки (на примере Северо-Поточного месторождения) / Н.А. Черепанова, И.М. Галимов, А.Н. Герасимов [и др.] // Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: тр. междунар. технолог. симпозиума. – М.: Ин-т нефтегазового бизнеса, 2010. – С. 372–377.
10. Григорашенко Г.И., Зайцев Ю.В., Кукин В.В. Применение полимеров в добыче нефти. – М.: Недра, 1978. – 213 с.
11. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects // SPE Reservoir Engineering. – 1997. – № 12 (3). – Р. 189–198.
12. Гусев А.В., Сержанов А.И., Янин А.Н., Тян А.Н. Опыт и перспективы применения методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях НГДУ «Мамонтовнефть» / ВНИИОЭНГ. – М., 1991. – (Обзор. информ. Сер.: Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений.)
13. Jurinak J.J., Summers L.E., Bennett K.E. Oilfield Application of Colloidal Silica Gel. SPE Production Engineering. – 1997. – Vol. 6, № 4. – Р. 406–412.
14. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия / Х.Х. Гумерский, А.Т. Горбунов, С.А. Жданов, А.М. Петраков // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 12–15.
15. Галеев Р.Р. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. – М.: КУБКА, 2007. – 352 с.
16. Канев Р.Д. Влияние неполноты вытеснения нефти водой в отдельных пропластках на вид модифицированных фазовых проницаемостей слоистого пласта // Сб. науч. тр. ВНИИнефть. – 2008. – Вып. 103.
17. Seright R.S. Improved Techniques for Fluid Diversion in Oil Recovery Processes // second annual report, DOE/BC/14880-10, Contract No.DE-AC22-92BC14880, U.S. DOE (March 2005). – Р. 51–64.
18. Гусев С.В. Эффективность методов повышения нефтеизвлечения на месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 2. – С. 45–49.

19. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 2005. – 30 с.
20. Шайретдинов Н.Ш. Прогнозирование методов увеличения нефтеотдачи для крупных нефтегазовых регионов / Гилем. – Уфа, 2005.
21. Talley Harry D. Hydrolytic Stability of Alkylethory Sulfates // SPE Reservoir Eng. – 2008. – Vol. 3, № 1. – P. 235–242.

References

1. Proekt razrabotki Prirazlomnogo mestorozhdeniia [Development project of Prirazlomnoe field]. Proektnyi dokument, utverzhdennyi Tsentral'noi komissiei po razrabotke mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh Rosnedra (protokol no. 4339 dated 27.07.2010).
2. Nosov M.A. Sozdanie geologo-ekonomicheskoi modeli territorii Permskogo kraia [Creating geological and economic models Perm region]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2011, no. 1, pp. 25–33.
3. Mironov V.V., Kozlova I.A. Osobennosti geologicheskogo stroeniia i uslovii razrabotki siluriiskikh zalezhei Verkhnevozeiskogo mestorozhdeniia [Features of the geological structure and conditions of working out of silurian deposits of the Verkhnevozejsky deposit]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 2, pp. 7–12.
4. Varushkin S.V., Kozlova I.A. Vozmozhnost' provedeniia poiskovo-otsenocnykh rabot na ob"ektakh, raspolzhenykh pod tolshchei kaliino-magnevykh solei Verkhnekamskogo mestorozhdeniia [The ability of conduction prospecting-evaluation surveys at objects located under a layer of potassium and magnesium salts the Verkhnekamsky deposit]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 3, pp. 8–15.
5. Silaicheva V.A. Prognozirovaniye znacheniiia pronitsaemosti po sovokupnosti dannykh gidrodinamicheskikh i geologo-geofizicheskikh issledovani (na primere Batyrbaiskogo mestorozhdeniia) [Forecasting of the aggregate value of permeability data gydro-dynamic geological and geophysical studies (on the example Batyrbayskogo deposit)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 3, pp. 26–29.
6. Krivoshekov S.N., Galkin V.I., Kozlova I.A. Opredeleniye perspektivnykh uchastkov geologo-razvedochnykh rabot na nef't veroiatnostno-statisticheskimi metodami na primere territorii Permskogo kraia [Determination of potentially oil bearing areas by behavioristical method by the example of Perm region (Krai)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 4, pp. 7–14.
7. Dzhavadian A.A., Gavura V.E. Sovremennyye metody povysheniia nefteotdachi plastov i novyye tekhnologii na mestorozhdeniakh Rossiiskoi Federatsii [Modern methods of enhanced oil recovery and new technologies in the fields of the Russian Federation]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2008, no. 10, pp. 6–13.
8. Baranov Iu.V., Ziiatdinov I.Kh., Gogolashvili T.L., Prokoshev N.A. Perspektivnyi sposob intensivifikatsii vyrabotki zapasov nef'ti iz nizkopronitsaemykh kollektorov [Promising method for intensification of oil reserves of low-permeability reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2000, no. 11, pp. 12–15.
9. Cherepanova N.A., Galimov I.M., Gerasimov A.N. [et al.] O vozmozhnosti primeneniia neftevytesniaiushchikh sostavov dlia povysheniia nefteotdachi plastov, nakhodiashchikhsia na pozdnei stadii razrabotki (na primere Severo-Potochnogo mestorozhdeniia) [About the possibility of using oil-displacing compositions for enhanced oil recovery at the late stage of development (on example of the Severo-Potochnoe field)]. *Trudy Mezhdunarodnogo Tekhnologicheskogo Simpoziuma "Novyye tekhnologii razrabotki neftegazovykh mestorozhdenii"*. Moscow, 2010, pp. 372–377.
10. Grigorashchenko G.I., Zaitsev Iu.V., Kukin V.V. Primeneniye polimerov v dobyche nef'ti [The use of polymers in oil production]. Moscow: Nedra, 1978. 213 p.
11. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited. Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering*, 1997, no. 12 (3), pp. 189–198.
12. Gusev A.V., Serzhanov A.I., Ianin A.N., Tian A.N. Opyt i perspektivy primeneniia metodov povysheniia nefteotdachi plastov na mestorozhdeniakh NGDU "Mamontovneft'" [Experience and prospects of enhanced oil recovery methods in the fields of NGDU "Mamontovneft'"]. Moscow: Vsesoiuznyi nauchno-issledovatel'skii institut elektroenergetiki, 1991. 59 p.

13. Jurinak J.J., Summers L.E., Bennett K.E. Oilfield Application of Colloidal Silica Gel. *SPE Production Engineering*, 1991, vol. 6, no. 4, pp. 406–412.
14. Gumerskii Kh.Kh., Gorbunov A.T., Zhdanov S.A., Petrakov A.M. Povyshenie nefteotdachi plastov s primeneniem sistemnoi tekhnologii vozdeistviia [Enhanced oil recovery using the system technology of treatment]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2000, no. 12, pp. 12–15.
15. Galeev R.R. Povyshenie vyrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov uglevodorodnogo syr'ia [Increased production of unconventional hydrocarbon reserves]. Moscow: KUBKa, 2007. 352 p.
16. Kanevskaia R.D. Vliianie nepolnoty vytesneniia nefi vodoi v otchel'nykh proplastkakh na vid modifitsirovannykh fazovykh pronitsaemostei sloistogo plasta [Influence of the oil displacement incompleteness by water in separate interlayers on the form of stratified reservoir modified permeabilities]. *Sbornik nauchnykh trudov VNIIneft'*, 2008, no. 103, pp. 110–121.
17. Seright R.S. Improved Techniques for Fluid Diversion in Oil Recovery Processes. *Technical Report of New Mexico Institute of Mining and Technology*, 2005, pp. 51–64.
18. Gusev S.V. Effektivnost' metodov povysheniia nefteizlecheniia na mestorozhdeniakh Zapadnoi Sibiri [Effectiveness of methods to improve oil recovery in Western Siberia fields]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2009, no. 2, pp. 45–49.
19. Surguchev M.L. Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniia nefteotdachi plastov [Secondary and tertiary enhanced oil recovery methods]. Moscow: Nedra, 2005. 30 p.
20. Shairetdinov N.Sh. Prognozirovaniie metodov uvelicheniia nefteotdachi dlia krupnykh neftegazonosnykh regionov. Ufa: Gilem, 2005. 256 p.
21. Talley H.D. Hydrolytic Stability of Alkylethory Sulfates. *SPE Reservoir Engineering*, 2008, vol. 3, no. 1, pp. 235–242.

Об авторах

Козлова Инна Анатольевна (Пермь, Россия) – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: Ikozlova@pstu.ru).

Мальцева Ирина Олеговна (Пермь, Россия) – Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: irina-malceva-2011@mail.ru).

About the authors

Inna A. Kozlova (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Department of Oil and Gas Geology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: Ikozlova@pstu.ru).

Irina O. Mal'tseva (Perm, Russian Federation) – Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: irina-malceva-2011@mail.ru).

Получено 28.08.2013