

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ. ПРЕИМУЩЕСТВА ТЕХНОЛОГИЙ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

А.В. Распопов, Д.В. Новокрещенных

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИНефть» в г. Перми,
Пермь, Россия

Выполнен сравнительный анализ результатов проведения радиального бурения, сверлящей перфорации, вторичной кумулятивной перфорации и кислотных обработок. Объектами анализа послужили карбонатные залежи месторождений Пермского края. Для каждой технологии в отдельности оценены средние приросты дебитов нефти на одних и тех же объектах разработки. По результатам анализа эффективности технологий в подобных геолого-физических условиях получено, что методы сверлящей перфорации и радиального бурения позволяют достичь большего прироста дебита нефти, чем кислотные обработки и кумулятивная перфорация. Этот факт подтверждает эффективность бурения радиальных каналов за счет увеличения площади дренирования. Для более наглядного представления технологий радиального бурения и сверлящей перфорации рассмотрены результаты проведения обработок в одних и тех же скважинах. Для выявления граничных условий применения технологий радиального бурения и сверлящей перфорации выполнен анализ эффективности в зависимости от толщины вскрытых пропластков. С целью определения критериев применимости технологий радиального вскрытия пласта проведен анализ зависимости эффективности геолого-технических мероприятий от различных геолого-физических характеристик пласта. Рассмотрены следующие параметры: отношение текущего пластового давления к начальному пластовому давлению, проницаемость пласта, скин-фактор, толщина пропластков в общем интервале перфорации, толщина пропластков, вскрытых радиальными каналами.

Ключевые слова: методы интенсификации добычи нефти, карбонатный коллектор, радиальное бурение, сверлящая перфорация, кумулятивная перфорация, кислотная обработка, прирост дебита нефти, радиальные каналы, уровни вскрытия пласта.

COMPARATIVE ANALYSIS OF TECHNOLOGICAL EFFECTIVENESS OF THE METHODS TO STIMULATE OIL PRODUCTION IN CARBONATE RESERVOIRS. ADVANTAGES OF RADIAL DRILLING

A.V. Raspopov, D.V. Novokreshchennykh

Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPINeft" in Perm
(Perm, Russian Federation)

The paper presents a comparative analysis of the results of radial drilling, drilling perforation, cumulative reperforation and acid treatment. The study was focused at carbonate deposits in Perm krai. For each technology average incremental oil rates were estimated at the same exploration targets. The analysis of technological effectiveness in the given geologic and physical conditions revealed that drilling perforation and radial drilling allow reaching higher incremental oil rates compared to acid treatment and cumulative perforation. This fact confirms effectiveness of drilling radial canals by enlarging infiltration area. For the sake of completion radial drilling and drilling perforation an effectiveness analysis is made depending on the thickness of the interlayers exposed. To formulate criteria of radial exposing applicability an analysis of effects of different geological and physical formation parameters on geological and engineering operations effectiveness is done. The following parameters are considered: relation between the current formation pressure and initial formation pressure, formation permeability, skin factor, thickness of interlayers in overall perforation interval, thickness of interlayers exposed by radial canals.

Keywords: methods of oil production stimulation, carbonate reservoir, radial drilling, drilling perforation, cumulative perforation, acid treatment, incremental oil rate, radial canals, levels of formation exposing.

Введение

На сегодняшний день разработано множество технологий для интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах. На месторождениях Пермского края традиционными методами являются кислотные обработки (КО) и кумулятивная перфорация (ПК) продуктивных интервалов. Высокую эффективность показали технологии радиального бурения (РБ) и сверлящей перфорации (СП) в совокупности с кислотными обработками на заключительной стадии работ [1]. Принцип технологий радиального бурения и сверлящей перфорации заключается в создании радиальных каналов (отверстий) в продуктивной части разреза, вскрытого скважиной: при радиальном бурении каналы имеют длину до 100 м, при сверлящей перфорации – до 2 м [2, 3].

Существует мнение, что технологический эффект после проведения радиального бурения и сверлящей перфорации является результатом кислотной обработки на завершающей стадии [4, 5]. Для сравнительной оценки технологической эффективности кислотных обработок, повторной кумулятивной перфорации, радиального бурения и сверлящей перфорации проведен анализ результатов геолого-технических мероприятий (ГТМ) за период 2006–2011 гг.

Анализ методов интенсификации добычи нефти

На месторождениях Пермского края радиальное бурение начали применять с 2005 г., проведено более 400 ГТМ, сверлящая перфорация применяется с 2009 г., проведено около 100 ГТМ. Количество проведенных операций по кислотным обработкам, кумулятивной перфорации, радиальному бурению и сверлящей перфорации за период 2006–2011 гг. приведены на рис. 1.

Наилучшие технологические показатели отмечаются после проведения радиального бурения и сверлящей перфорации, дебиты нефти после ГТМ увеличи-

лись в среднем в 3,3–3,5 раза, что свидетельствует о качественном подборе скважин и эффективности технологий. После проведения повторной кумулятивной перфорации и кислотных обработок показатели эффективности также имеют достаточно высокие значения, кратность увеличения дебитов – примерно 2,9 раза.

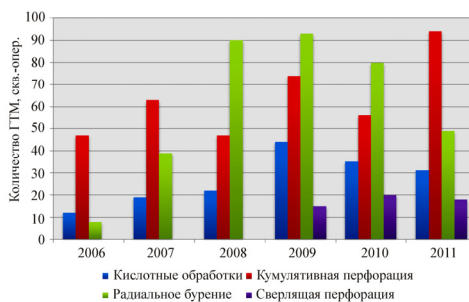


Рис. 1. Количество проведенных операций по кислотным обработкам, кумулятивной перфорации, радиальному бурению и сверлящей перфорации за период 2006–2011 гг.

Для сравнения эффективности методов между собой рассмотрены результаты проведения ГТМ в пределах одних и тех же объектов разработки месторождений Пермского края. Так, для каждой технологии в отдельности оценены средние приросты дебитов нефти по объектам разработки, что позволило сравнить технологическую эффективность технологий между собой. Для технологий радиального бурения, кумулятивной перфорации и кислотных обработок рассмотрено 54 объекта разработки, из них на скважинах 26 объектов проводилась сверлящая перфорация.

Распределение приростов по технологиям следующее:

– наибольшие приросты по объектам: 36 объектов (67 %) – радиальное бурение (в среднем 7,7 т/сут); 13 объектов (24 %) – кислотные обработки и повторная кумулятивная перфорация (в среднем 7,5 т/сут); 8 из 26 объектов (31 %) – сверлящая перфорация (6,4 т/сут);

– приросты на среднем уровне: 6 объектов (11 %) – радиальное бурение (в среднем 6,1 т/сут); 8 объектов (15 %) – кислотные обработки и повторная кумулятивная перфорация (в среднем 5,5 т/сут); 11 из 26 объектов (42 %) – сверлящая перфорация (6,2 т/сут);

– наименьшие приросты: 12 объектов (22 %) – радиальное бурение (в среднем 5,8 т/сут); 33 объекта (61 %) – кислотные обработки и повторная кумулятивная перфорация (в среднем 5,2 т/сут); 7 из 26 объектов (27 %) – сверлящая перфорация (4,5 т/сут).

Далее для исключения влияния единичных некондиционных результатов выбраны только те объекты, где было проведено три и более ГТМ. Средние приросты после проведения радиального бурения выше, чем после проведения кумулятивной перфорации и кислотных обработок, в 95 % случаев (19 из 20 объектов); после проведения сверлящей перфорации (в сравнении с ПК и КО) – в 86 % случаев (6 из 7 объектов).

Таким образом, по результатам анализа отмечается увеличение приростов дебита нефти после проведения радиального бурения и сверлящей перфорации по сравнению с методами кумулятивной перфорации и кислотных обработок на одних и тех же объектах разработки. Этот факт можно объяснить увеличением эффективного радиуса скважин, а также увеличением охвата воздействием кислотного состава при создании радиальных каналов. С помощью кислотных обработок на завершающих стадиях обеспечивается воздействие на вскрытые технологией радиального бурения или сверлящей перфорации пропластки по всей протяженности канала. В некоторых случаях кумулятивной перфорации недостаточно для того, чтобы обеспечить таким пропласткам соответствующую приемистость при закачке кислотного состава. Зачастую кислотным воздействиям подвергаются другие пропластки с большей приемистостью, осо-

бенно при обработках в общем интервале.

Для более наглядного представления технологий радиального бурения и сверлящей перфорации проанализированы результаты проведения обработок в одних и тех же скважинах. Такие обработки были на трех скважинах разных месторождений Пермского края. Дебиты нефти после проведения радиального бурения увеличились в среднем в 5 раз, после проведения сверлящей перфорации – в 2,8 раза.

Скважина А. При помощи радиального бурения было выполнено повторное вскрытие продуктивных пропластков на 2 уровнях, пробурено по 2 канала на каждом уровне с фазировкой 180°. Общая толщина вскрытых пропластков составляет 2,2 м. На заключительном этапе проведена закачка кислотного состава ДН-9010 объемом 40 м³ в общем интервале перфорации.

Сверлящая перфорация в скважине проводилась на одном уровне, всего пробурено 3 канала с фазировкой 120°, технологией вскрыт пропласток мощностью 0,8 м. Кислотная обработка выполнена составом ИТПС-708 в объеме 18 м³ в общем интервале перфорации.

Скважина В. Радиальное бурение выполнено на 3 уровнях, всего пробурено 4 канала: 2 канала с фазировкой 200° на первом уровне и по одному на втором и третьем уровнях. Общая толщина вскрытых пропластков – 2,4 м, из них 0,6 м вскрыто первично. Кислотная обработка выполнена составом ДН-9010 в объеме 40 м³ в общем интервале перфорации.

Сверлящая перфорация выполнена на одном уровне, пробурено 3 канала с фазировкой 90°. Толщина вскрытого пропластка составляет 1,6 м, данный интервал вскрыт первично. Кислотная обработка выполнена составом ИТПС-708 в объеме 25 м³ в общем интервале перфорации.

Скважина С. Радиальное бурение выполнено на 2 уровнях, пробурено по

2 канала на каждом уровне с фазировкой 90°. Общая толщина вскрытых пропластков составляет 3,6 м. Кислотная обработка выполнена составом ДН-9010 в объеме 40 м³ в общем интервале перфорации.

Сверлящая перфорация выполнена на 2 уровнях, пробурено по 3 канала на каждом уровне с фазировкой 120°. Общая толщина вскрытых пропластков составляет 1,4 м. Кислотная обработка выполнена составом ИТПС-708 в объеме 26 м³ в общем интервале перфорации.

Таким образом, технологии радиального бурения и сверлящей перфорации на скважинах А, В, С проведены в полных объемах, пробурено стандартное количество каналов с учетом геологического строения продуктивных интервалов, в результате чего получены запланированные показатели. При проведении радиального бурения технологией охвачено большее количество пропластков, закачаны большие объемы кислотных составов, что обеспечило более высокие приросты дебитов нефти.

Как показывает практика, радиальное бурение не всегда эффективно на мало-мощных пропластках, отмечаются случаи, когда после проведения сверлящей перфорации при подобных условиях эффективность становится выше [6–8]. Для выявления граничных условий по толщине с целью обоснования более эффективной технологии проведен анализ расположения каналов и уровней в зависимости от толщины вскрытых пропластков.

Построен график зависимости превышения прироста дебита нефти после проведения сверлящей перфорации ($Q_{СП}$) над приростом после радиального бурения ($Q_{РБ}$) от общей толщины вскрытых пропластков (рис. 2).

На пропластках толщиной до 1,8 м приросты дебитов нефти, полученные после проведения радиального бурения, сравнимы с приростами после сверлящей перфорации. Типичная технология вскрытия пропластков толщиной до 2 м

подразумевает одноуровневую схему расположения каналов, что подтверждается большинством операций. Таким образом, из соображений рациональности проведение технологии одноуровневой сверлящей перфорации на пропластках толщиной менее 1,8 м является более приоритетным решением ввиду меньших затрат.

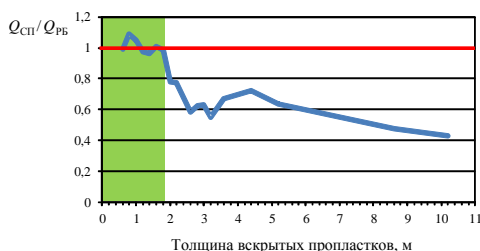


Рис. 2. График зависимости отношения приростов дебитов нефти после проведения сверлящей перфорации к приростам после радиального бурения от толщины вскрытых пропластков

Как уже было отмечено, технологии радиального вскрытия пласта позволяют достичь более высокой эффективности по сравнению с традиционными методами интенсификации на карбонатных коллекторах. Однако диапазоны изменения приростов дебитов нефти на разных объектах значительно отличаются, что может быть обусловлено влиянием различных факторов. С целью определения критериев применимости технологий радиального вскрытия пласта проведен анализ зависимости эффективности ГТМ от различных геолого-физических характеристик пласта. С целью исключения влияния многочисленных факторов, относящихся к геологической макронеоднородности объектов, для анализа выбран один объект разработки, на котором проведено наибольшее количество ГТМ по радиальному бурению. По причине небольшого опыта проведения сверлящей перфорации подобрать залежь с достаточным для анализа количеством выполненных операций не удалось.

Выборанный для анализа объект разработки представляет собой приурочен-

ную к карбонатным отложениям залежь пластово-сводового типа, средняя нефтенасыщенная толщина составляет около 10 м, коллектор преимущественно среднепроницаемый, средняя пористость – около 12 %, пласт характеризуется высокими коэффициентами песчаности и расчлененности, нефть тяжелая, повышенной вязкости, высокосернистая, парафинистая. Рассматриваемая залежь не выделяется какими-либо аномальными свойствами по сравнению с другими месторождениями в Пермском крае.

Радиальное бурение на рассматриваемом объекте выполняется с 2006 г., проведено более 40 скважино-операций. Технология осуществлялась по различным схемам в зависимости от количества и общей толщины вскрытых пропластков. Типичные реализуемые модификации технологии на рассматриваемом объекте предполагают вскрытие пласта 4 каналами, количество уровней – 1–4.

Энергетическое состояние на различных участках залежи неодинаково, на рассматриваемых скважинах изменяется в диапазонах 0,4–1,2 от давления насыщения нефти газом. Стоит отметить, что для анализа использовались только те гидродинамические исследования, которые проводились на скважинах до или после ГТМ в пределах одного года. На рис. 3 представлен график зависимости приростов дебита нефти после проведения радиального бурения от отношения

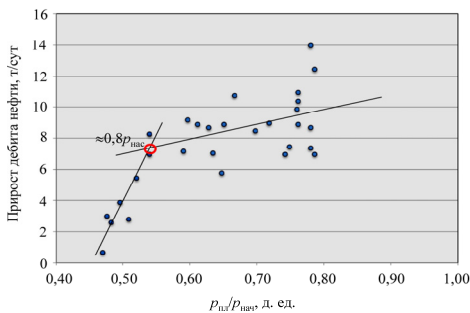


Рис. 3. График зависимости приростов дебита нефти от отношения пластового давления к начальному пластовому давлению

пластового давления к начальному пластовому давлению.

Отмечается увеличение приростов дебитов нефти при более высоком пластовом давлении, при превышении пластового давления более 0,55 от начального и 0,8 от давления насыщения наблюдается стабильно высокая эффективность проведения радиального бурения. Это свидетельствует о высокой значимости энергетического критерия при планировании технологии.

Проницаемость коллектора в рассматриваемых скважинах изменяется в диапазоне от 0,002 до 0,05 мкм². На рис. 4 представлен график зависимости приростов дебита нефти от проницаемости.

Наибольшие приросты дебита нефти отмечаются на среднепроницаемых коллекторах, причем при проницаемости менее 0,01 мкм² наблюдается резкое снижение эффективности технологии.

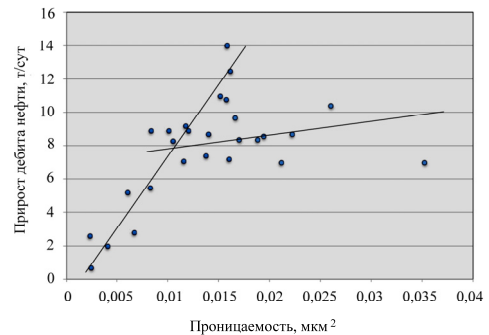


Рис. 4. График зависимости приростов дебита нефти от проницаемости

Оценена эффективность технологии в зависимости от состояния призабойной зоны пласта. Для этого рассмотрены результаты гидродинамических исследований на скважинах, проведенных не более чем за год до ГТМ. На рис. 5 представлен график зависимости приростов дебита нефти от величины скин-фактора.

Из графика видно, что явной тенденции изменения эффективности технологии в зависимости от состояния призабойной зоны пласта не наблюдается. Это

свидетельствует о том, что технологический эффект при радиальном бурении достигался в основном за счет подключения недренируемых пропластков и увеличения эффективного радиуса фильтрации вокруг скважины [9–11].

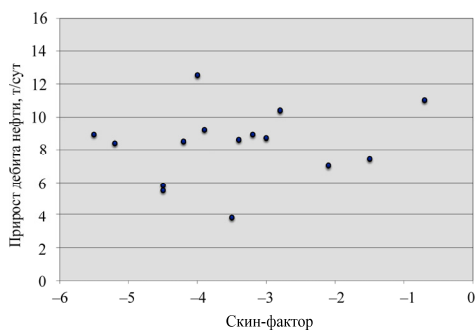


Рис. 5. График зависимости приростов дебита нефти от скин-фактора

Эффективность проведения радиального бурения зависит во многом от проведения кислотной обработки на завершающей стадии. Кислотные обработки проводят либо «общим фильтром» (сразу на всех вскрытых перфорацией и радиальным бурением интервалах), либо поинтервально на каждом вскрытом пропластке. При проведении только кислотных обработок (без радиального бурения) технологическая эффективность напрямую связана с общей толщиной обрабатываемых пропластков. В некоторой степени соотношение эффекта от кислотных обработок в общем интервале перфорации и в радиальных каналах возможно оценить исходя из следующих соображений [12, 13].

Для анализа выбраны скважины, на которых закачка кислотных составов производилась в общем интервале перфорации (не поинтервально). Построены графики зависимости приростов дебита нефти от толщины пропластков в общем интервале перфорации (рис. 6) и от толщины пропластков, вскрытых радиальными каналами (рис. 7).

Таким образом, технологический эффект при радиальном бурении больше

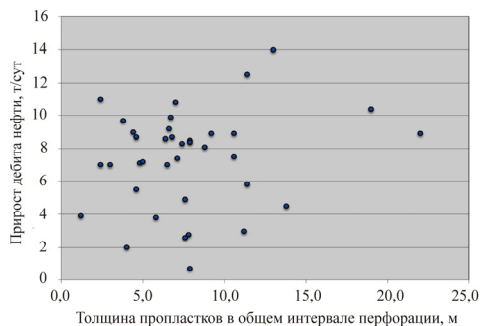


Рис. 6. График зависимости приростов дебита нефти от толщины пропластков в общем интервале перфорации

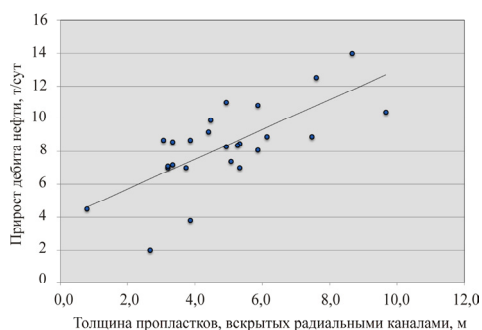


Рис. 7. График зависимости приростов дебита нефти от толщины пропластков, вскрытых радиальными каналами

зависит от толщины пропластков, вскрытых радиальными каналами, нежели от общей вскрытой толщины. Другими словами, технологическая эффективность проведенных ГТМ напрямую зависит от толщины пропластков, охваченных радиальным бурением, и практически не зависит от толщины остальных вскрытых пропластков, обрабатываемых кислотными составами на заключительной стадии работ [14, 15].

Заключение

По результатам проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

1. Методы сверлящей перфорации и радиального бурения позволяют достичь большего прироста дебита нефти, чем кислотные обработки и кумулятивная перфорация, что подтверждается результата-

ми сравнения эффективности технологий в схожих геолого-физических условиях. Этот факт подтверждает эффективность бурения радиальных каналов за счет подключения недренируемых пропластков и увеличения площади фильтрации.

2. Рекомендуемыми технологическими критериями при подборе скважин-кандидатов для радиального бурения являются высокий уровень пластового давления, проницаемость более 0,01 мкм² и обводненность продукции скважин менее 50 %.

3. Сверлящую перфорацию следует проводить на пропластках общей толщиной менее 1,8 м, при вскрытии интервалов с близким расположением водонасыщенных пропластков по вертикали, а также в скважинах, на которых есть определенные риски при проведении радиального бурения ввиду латеральной близости границы фронта вытеснения. Рекомендуемым критерием подбора скважин-кандидатов является высокий уровень пластового давления.

Список литературы

1. Григорян А.Н. Вскрытие пластов многозбойными и горизонтальными скважинами. – М.: Недра, 1969. – 190 с.
2. Распопов А.В., Кондратьев С.А., Новокрещенных Д.В. Влияние геолого-физических условий на эффективность бурения радиальных каналов в околоскважинную зону пласта // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 78–79.
3. Близиуков В.Ю., Повалихин А.С. Технологические схемы бурения систем горизонтальных стволов в пласте высоковязкой нефти // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 10. – С. 10–15.
4. Бакиров Э.А., Ермолкин В.И., Ларин В.И. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1980. – 240 с.
5. Шаповалов Н.А., Лягов А.В., Зинатуллина Э.Я. Технология и технические средства улучшения гидродинамической связи скважины с пластом // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4, № 1. – С. 47–57.
6. Dickinson W., Dykstra H., Nordlund R. Coiled-Tubing Radials Placed by Water-Jet Drilling: Field Results, Theory and Practice // SPE. – 1993. – № 26348. – P. 343–355.
7. Guo R., Li G., Huang Z. Theoretical and experimental study of the pulling force of jet bits in radial drilling technology // Pet. Sci. – 2009. – № 6. – P. 395–399.
8. Сушко В. Комплекс для радиального вскрытия пласта // Время колтюбинга. – 2009. – № 3 (28). – С. 40–44.
9. Retnanto A., Economides M.J. Performance of Multiple Horizontal Well Laterals in Low-to Medium-Permeability Reservoirs // SPE. – 1995. – № 29647. – P. 73–77.
10. Economides M.J., Brand C.W., Frick T.P. Well Configurations in Anisotropic Reservoirs // SPE. – 1994. – № 27980. – P. 257–262.
11. Dickinson W., Dykstra H., Nees J.M. The Ultrashort Radius Radial System Applied to Thermal Recovery of Heavy Oil // SPE. – 1992. – № 24087. – P. 583–600.
12. Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Рамазанов Р.Г. Система разработки нефтяных месторождений с горизонтальными скважинами // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1996. – № 4. – С. 26–33.
13. Асилбеков Б.К. Моделирование повышения нефтеотдачи пластов способом радиального бурения: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Алматы, 2009. – 25 с.
14. Деева Т.А., Камартинов М.Р. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях: учеб. пособие для вузов. – Томск, 2007. – 244 с.
15. Брехунцов А.М., Телков А.П., Федорцов В.К. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин / ОАО «СибНАЦ». – Тюмень, 2004. – 290 с.

References

1. Grigorian A.N. Vskrytie plastov mnogozaboynymi i gorizontal'nymi skvazhinami [Formation exposure by branched and horizontal wells]. Moscow: Nedra, 1969. 190 p.
2. Raspopov A.V., Kondrat'ev S.A., Novokreshchennykh D.V. Vliianie geologo-fizicheskikh uslovii na effektivnost' bureniia radial'nykh kanalov v okoloskvazhinnuiu zonu plasta [Influence of geologic and physical conditions on effectiveness of radial canals drilling near the wellbore]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 3, pp. 78–79.

3. Blizniukov V.Iu., Povalikhin A.S. Tekhnologicheskie skhemy bureniia sistem gorizontaľnykh stvolov v plaste vysokoviazkoi nefi [Technological schemes of drilling of horizontal wellbore systems in high-viscosity oil formations]. *Stroitel'stvo nefiianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2011, no. 10, pp. 10–15.
4. Bakirov E.A., Ermolkin V.I., Larin V.I. Geologiya nefi i gaza [Oil-and-gas geology]. Moscow: Nedra, 1980. 240 p.
5. Shamov N.A., Liagov A.V., Zinatullina E.Ia. Tekhnologiya i tekhnicheskie sredstva uluchsheniia gidrodinamicheskoi svyazi skvazhiny s plastom [Technology and technical facilities of improving hydrodynamic connection between the well and the formation]. *Neftegazovoe delo*, 2006, vol. 4, no. 1, pp. 47–57.
6. Dickinson W., Dykstra H., Nordlund R. Coiled-Tubing Radials Placed by Water-Jet Drilling: Field Results, Theory and Practice. *SPE*, 1993, no. 26348, pp. 343–355.
7. Guo R., Li G., Huang Zh. Theoretical and experimental study of the pulling force of jet bits in radial drilling technology. *Pet. Sci.*, 2009, no. 6, pp. 395–399.
8. Sushko V. Kompleks dlia radial'nogo vskrytiia plasta [A system of formation's radial exposing]. *Vremia koltiubinga*, 2009, no. 3 (28), pp. 40–44.
9. Retnanto A., Economides M.J. Performance of Multiple Horizontal Well Laterals in Low-to Medium-Permeability Reservoirs. *SPE*, 1995, no. 29647, pp. 73–77.
10. Economides M.J., Brand C.W., Frick T.P. Well Configurations in Anisotropic Reservoirs. *SPE*, 1994, no. 27980, pp. 257–262.
11. Dickinson W., Dykstra H., Nees J.M. The Ultrashort Radius Radial System Applied to Thermal Recovery of Heavy Oil. *SPE*, 1992, no. 24087, pp. 583–600.
12. Muslimov R.Kh., Suleimanov E.I., Ramazanov R.G. Sistema razrabotki nefiianykh mestorozhdenii s gorizontaľnymi skvazhinami [A system of oil fields development using horizontal wells]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiianykh mestorozhdenii*, 1996, no. 4, pp. 26–33.
13. Asilbekov B.K. Modelirovanie povysheniia nefteodachi plastov sposobom radial'nogo bureniia [Modeling oil recovery improvement by radial drilling]. Abstract of the thesis of the candidate of geological and mineral sciences. Алматы, 2009. 25 p.
14. Deeva T.A., Kamartdinov M.R. Sovremennye metody razrabotki mestorozhdenii na pozdnykh stadiakh [Modern methods of mature field development]. Tomsk, 2007. 244 p.
15. Brekhuntsov A.M., Telkov A.P., Fedortsov V.K. Razvitie teorii fil'tratsii zhidkosti i gaza k gorizontaľnym stvolam skvazhin [Development of a theory of fluid and gas filtration into horizontal wellbores]. Tiumen': SibNATs, 2004. 290 p.

Об авторах

Распопов Алексей Владимирович (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, доцент, заместитель директора филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми по научной работе в области разработки (614077, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29; e-mail: Raspopov@permnipineft.com).

Новокрещенных Дмитрий Вячеславович (Пермь, Россия) – инженер отдела планирования и сопровождения ГРП филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614077, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29; e-mail: Novokreshennyh@permnipineft.com).

About the authors

Aleksei V. Raspopov (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in Technical Sciences, Associate Professor, Assistant Director for Development Research of Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPINeft” in Perm (614066, Perm, Sovetskoy Armii st., 29; e-mail: Raspopov@permnipineft.com).

Dmitrii V. Novokreshchennykh (Perm, Russian Federation) – Engineer, Department of Hydraulic Fracturing Planning and Management, Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPINeft” in Perm (614066, Perm, Sovetskoy Armii st., 29; e-mail: Novokreshennyh@permnipineft.com).

Получено 6.11.2013