DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.7

УДК 622.276

© Распопов А.В., Новокрещенных Д.В., 2014

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ

А.В. Распопов, Д.В. Новокрещенных

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

Выполнен сравнительный анализ результатов проведения технологий радиального бурения, сверлящей перфорации, повторной кумулятивной перфорации и кислотных обработок за период 2006–2012 гг. Объектами анализа послужили карбонатные залежи месторождений Пермского края. По результатам статистического анализа и анализа эффективности технологий в схожих геолого-гидродинамических условиях установлено, 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 подключения недренируемых пропластков и увеличения площади фильтрации.

Отмечается, что применение методов радиального вскрытия на карбонатных коллекторах месторождений Пермского края является эффективным при условии соответствия характеристик эксплуатационных объектов рекомендуемым критериям применимости. Такими критериями при подборе скважин-кандидатов для радиального бурения являются высокий уровень пластового давления, проницаемость более 0,01 мкм² и обводненность продукции скважин менее 50 %. 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 для сверлящей перфорации является высокий уровень пластового давления.

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

RESULTS ANALYSIS OF INTENSIFICATION METHODS APPLICATION IN CARBONATE RESERVOIRS OF PERM REGION FIELDS

A.V. Raspopov, D.V. Novokreshchennykh

**Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPIneft" in Perm,
Perm, Russian Federation**

A comparative results analysis of radial drilling technology, drilling perforation, re-cumulative perforation and acid treatments for the period 2006–2012 years was performed. Objects of analysis were the carbonate deposits of Perm region fields. According to the results of the statistical analysis and the analysis of the technologies effectiveness in similar geological and hydrodynamic conditions it was found that the methods of drilling perforation and radial drilling can achieve a higher increase in oil production than the acid treatment and the cumulative perforation. This fact confirms the effectiveness of drilling radial channels by connecting non-draining interlayers and increasing the area of filtration.

It is noted that the implementation of radial opening in carbonate reservoirs of Perm region fields is effective under condition of conformity operating characteristics of objects to recommended criteria of applicability. Such criteria in the selection of well candidates for radial drilling are the high level reservoir pressure, permeability more than 0.01 mkm² and wells water cut less than 50 %. Drilling perforation should be performed on interlayers with total thickness of less than 1.8 m at the opening intervals with the close proximity of the water-saturated vertical interlayers, as well as in the wells where there are certain risks of the radial drilling due to the proximity of the lateral border of the displacement front. Recommended criterion for selection of well candidates for drilling perforation is a high level of reservoir pressure.

Keywords: methods of oil production intensification, carbonate reservoir, radial drilling, boring perforation, cumulative perforation, acid treatment, the criteria of applicability, increase in oil production, increase in productivity factor, radial channels, levels of formation exposing.

Введение

В Пермском крае наибольшая часть запасов нефти сосредоточена в карбонатных коллекторах, которые характеризуются высокой геологической неоднородностью и изменчивостью литологического состава, что не позволяет использовать единый подход в процессе разработки. Для повышения эффективности выработки запасов нефти из таких коллекторов необходимо создание новых и оптимизация существующих технологических решений.

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, 2]. 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 [3–7], при сверлящей перфорации – до 2 м.

Статистический анализ

Существует мнение, что технологический эффект после проведения радиального бурения и сверлящей перфорации является результатом кислотной обработки на завершающей стадии. Для сравнительной оценки технологической эффективности кислотных обработок, повторной кумулятивной перфорации, радиального бурения и сверлящей перфорации сделан анализ результатов проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) за период 2006–2012 гг.

На месторождениях Пермского края радиальное бурение начали применять с 2005 г., проведено более 400 ГТМ; сверлящая перфорация применяется с 2009 г., проведено более 100 ГТМ.

Наилучшие технологические показатели отмечаются после проведения радиального бурения и сверлящей перфорации, дебиты нефти после ГТМ увеличились 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 в 2,9 раза.

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. 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 результатов выбраны только те объекты, где 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 статистического 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 [8–13]. 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 не достаточно для того, чтобы обеспечить таким пропласткам соответствующую приемистость при закачке кислотного состава. Зачастую кислотным воздействиям подвергаются другие пропластки с большей приемистостью, особенно при обработках в общем интервале.

Анализ технологической эффективности геолого-технологических мероприятий в схожих геолого-гидродинамических условиях

Для исключения влияния многочисленных факторов, относящихся к геологической макронеоднородности объектов, проведен сравнительный анализ технологической эффективности различных ГТМ в схожих геолого-гидродинамических условиях. Для этого сформирована база данных, содержащая информацию по

скважинам, в которых проводились и традиционные технологии интенсификации (кумулятивная перфорация, кислотные обработки), и технологии радиального вскрытия пласта (радиальное бурение, сверлящая перфорация). Для анализа выбрана одна скважина, в которой технологии проводились на одних и тех же продуктивных интервалах, выполнены гидродинамические исследования до и после ГТМ в пределах одного года.

Рассматриваемая скважина эксплуатирует нефтяную залежь пластово-массивного типа, приуроченную к башкирским отложениям. Нефтенасыщенная толщина составляет 2,8 м, коллектор среднепроницаемый, пористость 13 %, доля коллектора 0,4 д.ед., коэффициент расчлененности 3 ед., нефть повышенной вязкости, высокосернистая, парафинистая, плотность нефти в поверхностных условиях 912 кг/м³, плотность воды в поверхностных условиях 1120 кг/м³, глубина верхнего интервала перфорации 1347 м, удлинение ствола скважины, вызванное ее кривизной, на уровне верхних отверстий перфорации – 108 м.

В скважине проведено два ГТМ: в мае 2009 г. выполнена поинтервальная кислотная обработка объемом 30 м³; в июне 2012 г. при помощи радиального бурения выполнено повторное вскрытие продуктивных пропластков на двух уровнях, пробурено по два канала длиной 100 м на каждом уровне с фазировкой 180°, после чего на заключительном этапе проведена поинтервальная кислотная обработка объемом 30 м³.

Расчет технологической эффективности ГТМ выполнен согласно утвержденной методике оценки потенциала скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». В табл. 1 приведены данные для расчета.

Забойное давление рассчитывалось по формуле

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{затр}} + \left(H_{\text{сп}} - H_{\text{д}} - \frac{Udl(H_{\text{сп}} - H_{\text{д}})}{H_{\text{вд}}} \right) \times$$

$$\times \frac{\rho_n}{10,32} + \left(H_{вд} - H_{сп} - \frac{Udl(H_{вд} - H_{сп})}{H_{вд}} \right) \times \\ \times \frac{\rho_n \left(1 - \frac{W}{100} \right) + \rho_v \frac{W}{100}}{10,32},$$

где $P_{затр}$ – затрубное давление, атм; $H_{сп}$ – глубина спуска насоса, включая хвостовик, м; $H_{д}$ – динамический уровень, м; $H_{вд}$ – глубина верхних отверстий перфорации, м; ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³; 10,32 – переводной коэффициент, сочетающий в себе коэффициент перевода давления из паскалей в атмосферы, коэффициент, переводящий г/см³ в кг/м³, и ускорение свободного падения; ρ_v – плотность воды в поверхностных условиях, г/см³; W – обводненность, %; Udl – удлинение ствола скважины, вызванное ее кривизной, на уровне верхних отверстий перфорации, м.

Коэффициент продуктивности [14–16]

$$K_{прод} = \frac{Q}{P_{пл} - P_{заб}},$$

где Q – дебит скважины, м³/сут (по жидкости), т/сут (по нефти); $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа.

В качестве параметра, характеризующего технологическую эффективность проведения ГТМ, рассматривался прирост дебита нефти за счет изменения коэффициента продуктивности [14–16]:

$$\Delta Q_{K_{прод}} = (K_{прод 2} - K_{прод 1})(P_{пл 1} - P_{заб 1}),$$

где $K_{прод 1}$ – коэффициент продуктивности по нефти до ГТМ, т/сут/атм; $K_{прод 2}$ – коэффициент продуктивности по нефти после ГТМ, т/сут/атм.

Результаты расчетов приведены в табл. 2.

Т а б л и ц а 1

Технологические показатели работы скважины

Период	Глубина спуска насоса, м	Пластовое давление, атм	Скин-фактор	Динамический уровень, м	Затрубное давление, атм	Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %
До проведения КО	1180	153,2	–0,3	916	32,1	4,7	11
После проведения КО		160,3	–5,1	1123	18,8	10,0	12
До проведения РБ		161,5	–3,8	320	15,2	2,0	30
После проведения РБ		190,9	–	327	1,1	17,0	50

Т а б л и ц а 2

Расчетные технологические параметры

Период	Забойное давление, атм	Коэффициент продуктивности по жидкости, м ³ /сут/атм	Коэффициент продуктивности по нефти, т/сут/атм	Прирост дебита нефти за счет изменения коэффициента продуктивности, т/сут
До проведения КО	67,5	0,055	0,044	–
После проведения КО	37,4	0,081	0,065	1,8
До проведения РБ	99,6	0,032	0,021	–
После проведения РБ	85,5	0,161	0,074	3,6

По результатам анализа наибольшая технологическая эффективность ГТМ в скважине отмечается после проведения радиального бурения: в сравнении с кислотной обработкой прирост коэффициента продуктивности больше в 2,5 раза, прирост дебита нефти больше 2 раза. Также стоит отметить, что в рассматриваемой скважине перед проведением радиального бурения по результатам гидродинамических исследований не наблюдалось ухудшения состояния призабойной зоны и был достигнут больший технологический эффект, чем при обработке призабойной зоны кислотным составом. Это подтверждает эффективность бурения радиальных каналов за счет подключения недренируемых пропластков и увеличения площади фильтрации.

Критерии применимости

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 [1–7]. С целью определения критериев применимости технологий радиального вскрытия пласта проведен анализ зависимости эффективности ГТМ от различных геолого-физических характеристик пласта. 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 приуроченную к карбонатным отложениям залежь пластово-сводового типа, средняя нефте-

насыщенная толщина составляет около 10 м, коллектор преимущественно среднепроницаемый, средняя пористость – около 12 %, пласт характеризуется высокими значениями доли коллектора 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 четырьмя каналами, количество уровней – от 1 до 4.

Энергетическое состояние на различных участках залежи неодинаково, на рассматриваемых скважинах изменяется в диапазоне – 0,4–0,9 от начального пластового давления. Стоит отметить, что для анализа использовались только те гидродинамические исследования, которые проводились на скважинах до или после ГТМ в пределах одного года. На рис. 1 представлен график зависимости приростов дебита нефти после проведения радиального бурения от отношения 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 наблюдается стабильно высокая эффективность проведения радиального бурения. Это свидетельствует о высокой значимости энергетического критерия при планировании технологий.

Проницаемость коллектора в рассматриваемых скважинах изменяется в диапазоне от 0,002 до 0,05 мкм². На

рис. 2 представлен график зависимости приростов дебита нефти от проницаемости.

Рис. 1. Зависимость приростов дебита нефти после проведения радиального бурения от отношения пластового давления к начальному пластовому давлению

Рис. 2. Зависимость приростов дебита нефти после проведения радиального бурения от проницаемости

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

Оценена эффективность технологии в зависимости от состояния призабойной зоны пласта. Для этого рассмотрены результаты гидродинамических исследований на скважинах. На рис. 3 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.

Рис. 3. Зависимость приростов дебита нефти после проведения радиального бурения от скин-фактора

Эффективность проведения радиального бурения зависит во многом от проведения кислотной обработки на завершающей стадии. Кислотные обработки при радиальном бурении проводят либо «общим фильтром» (сразу на всех вскрытых кумулятивной перфорацией и радиальным бурением интервалах), либо поинтервально на каждом вскрытом пропластке. В некоторой степени соотношение эффекта от кислотных обработок в общем интервале перфорации и в радиальных каналах возможно оценить, исходя из следующих соображений.

Для анализа выбраны скважины, на которых закачка кислотных составов производилась в общем интервале перфорации (не поинтервально). Построены графики зависимости приростов дебита нефти от эффективной нефтенасыщенной толщины пропластков в интервале перфорации (рис. 4) и от эффективной нефтенасыщенной толщины пропластков, вскрытых радиальными каналами (рис. 5).

Таким образом, технологический эффект при радиальном бурении больше 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.

Рис. 4. Зависимость приростов дебита нефти после проведения радиального бурения от толщины пропластков в общем интервале перфорации

Рис. 5. Зависимость приростов дебита нефти после проведения радиального бурения от эффективной нефтенасыщенной толщины пропластков, вскрытых радиальными каналами

Как показывает практика, радиальное бурение не всегда эффективно на маломощных пропластках [1, 2]. Отмечаются случаи, когда после проведения сверлящей перфорации при подобных условиях эффективность становится выше. Для выявления граничных условий по тол-

щине 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. 6).

Рис. 6. Зависимость отношения приростов дебитов нефти после проведения сверлящей перфорации к приростам после радиального бурения от толщины вскрытых пропластков

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 [1, 2]. Таким образом, из соображений рациональности проведение технологии одноуровневой сверлящей перфорации на пропластках толщиной менее 1,8 м является более приоритетным решением ввиду меньших затрат.

Заключение

По результатам проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

– методы сверлящей перфорации и радиального бурения позволяют достичь большего прироста дебита нефти, чем ки-

слотные обработки и кумулятивная перфорация, что подтверждается результатами статистического анализа и анализа эффективности технологий в схожих геолого-гидродинамических условиях. Этот факт подтверждает эффективность бурения радиальных каналов за счет подключения недренируемых пропластков и увеличения площади фильтрации;

– рекомендуемые технологические критерии при подборе скважин-кандидатов для радиального бурения следующие: высокий уровень пластового давления, проницаемость более $0,01 \text{ мкм}^2$

и обводненность продукции скважин менее 50 %;

– 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. Рекомендуемый критерий подбора скважин-кандидатов – высокий уровень пластового давления.

Список литературы

1. 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.
2. Распопов А.В., Новокрещенных Д.В. Сравнительный анализ технологической эффективности методов интенсификации добычи нефти на карбонатных коллекторах // Вестн. ЦКР Роснедра. – 2013. – № 4. – С. 54–58.
3. Dickinson W., Dickinson R. Horizontal Radial Drilling System // SPE. – 1985. – № 13949. – P. 36–39.
4. Slim Hole Multiple Radials Drilled With Coiled Tubing / W. Dickinson, R. Dickinson, A. Herrera, S.A. Corpoven, H. Dykstra, J. Nees // SPE. – 1992. – № 23639. – P. 48–53.
5. Dickinson W., Dykstra H., Nordlund R. Coiled-Tubing Radials Placed by Water-Jet Drilling: Field Results, Theory and Practice // SPE. – 1993. – № 26348. – P. 69–76.
6. Dickinson W., Dykstra H., Nees J.M. The Ultrashort Radius Radial System Applied to Thermal Recovery of Heavy Oil // SPE. – 1992. – № 24087. – P. 56–59.
7. Field Production Results With The Ultrashort Radius Radial System in Unconsolidated Sandstone Formations / W. Dickinson, R. Dickinson, J. Nees, E. Dickinson, H. Dykstra // Proceedings of the 5th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands. – Caracas, Venezuela, 1991. – Vol. II. – P. 307–326.
8. Шамо́в 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.
9. Сушко В. Комплекс для радиального вскрытия пласта // Время колтюбинга. – 2009. – № 3 (28). – С. 40–44.
10. 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.
11. Деева Т.А., Камартдинов М.Р. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях: учеб. пособие для вузов. – Томск, 2007. – 244 с.
12. 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.
13. Назаров А.С., Дильман В.В., Сергеев С.П. Экспериментальное исследование турбулентного течения несжимаемой жидкости в канале с проницаемыми стенками // Теоретические основы химической технологии. – 1981. – Т. 15, № 4. – С. 561–567.
14. Бакиров Э.А., Ермолкин В.И., Ларин В.И. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1980. – 240 с.

15. Гиматулинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1983. – 463 с.

16. Гиматулинов Ш.К. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1978. – 357 с.

References

1. Raspopov A.V., Kondrat'ev S.A., Novokreshchennykh D.V. Vliianie geologo-fizicheskikh uslovii na effektivnost' burenii radial'nykh kanalov v okoloskvazhinnoi zonu plasta [Effect of geological and physical conditions on drilling efficiency radial channels in the near-wellbore formation zone]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 3, pp. 78–79.

2. Raspopov A.V., Novokreshchennykh D.V. Sravnitel'nyi analiz tekhnologicheskoi effektivnosti metodov intensivatsii dobychi nefti na karbonatnykh kolektorakh [Comparative analysis of technical efficiency of oil production intensification on carbonate reservoirs]. *Vestnik tsentral'noi komissii po razrabotke mestorozhdenii Rosnedra*. 2013, no. 4, pp. 54–58.

3. Dickinson W., Dickinson R. Horizontal Radial Drilling System. *SPE*, 1985, no. 13949, pp. 36–39.

4. Dickinson W., Dickinson R., Herrera A., Corpoven S.A., Dykstra H., Nees J. Slim Hole Multiple Radials Drilled With Coiled Tubing. *SPE*, no 23639, 1992, pp. 48–53.

5. Dickinson W., Dykstra H., Nordlund R. Coiled-Tubing Radials Placed by Water-Jet Drilling: Field Results, Theory and Practice. *SPE*, no 26348, 1993, pp. 69–76.

6. Dickinson W., Dykstra H., Nees J.M. The Ultrashort Radius Radial System Applied to Thermal Recovery of Heavy Oil. *SPE*, no 24087, 1992, pp.56–59.

7. Dickinson W., Dickinson R., Nees J., Dickinson E., Dykstra H. Field Production Results With The Ultrashort Radius Radial System in Unconsolidated Sandstone Formations. *Proceedings of the 5th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands*. Caracas, Venezuela, 1991, vol. 2, pp. 307–326.

8. Shamov N.A., Liagov A.V., Zinatullina E.Ia. Tekhnologiya i tekhnicheskie sredstva uluchsheniia gidrodinamicheskoi svyazi skvazhiny s plastom [Technology and means of improving the well hydrodynamic connection with the formation]. *Neftegazovoe delo*, 2006, vol. 4, no. 1, pp. 47–57.

9. Sushko V. Kompleks dlia radial'nogo vskrytiia plasta [Complex for radial of formation exposing]. *Vremia koltubinga*, 2009, no. 3(28), pp. 40–44.

10. Muslimov R.Kh., Suleimanov E.I., Ramazanov R.G. Sistema razrabotki neftianyykh mestorozhdenii s gorizontальnymi skvazhinami [System of oil field development with horizontal wells]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianyykh mestorozhdenii*, 1996, no. 4, pp. 26–33.

11. Deeva T.A., Kamartdinov M.R. Sovremennye metody razrabotki mestorozhdenii na pozdnykh stadiiakh [Modern methods of mining in the late stages: a training manual for high schools]. Tomsk, 2007. 244 p.

12. Brekhuntsov A.M., Telkov A.P., Fedortsov V.K. Razvitie teorii fil'tratsii zhidkosti i gaza k gorizontальnym stvolam skvazhin [Development of the theory of fluid filtration and gas to the horizontal wellbores]. Tyumen: JSC "Sibirskii nauchno-analiticheskii tsentr", 2004. 290 p.

13. Nazarov A.S., Dil'man V.V., Sergeev S.P. Eksperimental'noe issledovanie turbulentnogo techeniia neszhimaemoi zhidkosti v kanale s pronitsaemymi stenkami [Experimental study of turbulent flow of an incompressible fluid in a channel with permeable walls]. *Teoreticheskie osnovy khimicheskoi tekhnologii*, 1981, vol. 15, no. 4, pp. 561–567.

14. Bakirov E.A., Ermolkin V.I., Larin V.I. Geologiya nefti i gaza [Oil and gas geology]. Moscow: Nedra, 1980. 240 p.

15. Gimatulinov Sh.K. Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniu razrabotki i ekspluatatsii neftianyykh mestorozhdenii [Reference Manual for the design and development of oil fields]. Moscow: Nedra, 1983. 463 p.

16. Gimatulinov Sh.K. Ekspluatatsiya i tekhnologiya razrabotki neftianyykh i gazovykh mestorozhdenii [Operation and technology development of oil and gas deposits]. Moscow: Nedra, 1978. 357 p.

Об авторах

Распопов Алексей Владимирович (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, 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 1-й категории отдела планирования и сопровождения ГРП филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614077, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29; e-mail: Novokreshchennyh@permnipineft.com).

About the authors

Aleksei V. Raspopov (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in technical sciences, deputy director of Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPIneft” in Perm on scientific work in the field of development (614077, Perm, Sovetskoi Armii st., 29; e-mail: Raspopov@permnipineft.com).

Dmitrii V. Novokreshchennykh (Perm, Russian Federation) – 1st category engineer of planning and support hydraulic fracturing of Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPIneft” in Perm (614077, Perm, Sovetskoi Armii st., 29; e-mail: Novokreshchennyh@permnipineft.com).

Получено 05.02.2014