

УДК 622.276.6

ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕОДНОРОДНОЙ ЗАЛЕЖИ МАССИВНОГО ТИПА С ГАЗОНЕФТЯНЫМ И ВОДОНЕФТЯНЫМ КОНТАКТАМИ

Леонтьев Дмитрий Сергеевич¹,
leontevds@tyuiu.ru

Ваганов Юрий Владимирович¹,
vaganovjv@tyuiu.ru

Шаляпин Денис Валерьевич¹,
shaljapindv@tyuiu.ru

Шаляпина Аделя Данияровна¹,
shaljapinaad@tyuiu.ru

Жигалковская Мария Игоревна¹,
zhigalkovskajami@tyuiu.ru

¹ Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70.

Актуальность. В настоящее время нефтегазодобывающей промышленности России приходится сталкиваться с определенными трудностями, влияющими на эффективность добычи углеводородов и уровень разработанности месторождений нефти и газа, соответственно. Особый интерес добывающих предприятий и научного сообщества представляют трудноизвлекаемые запасы, поскольку их объем велик и с каждым годом повсеместно увеличивается. На данный момент, по оценке Минэнерго РФ, доля трудноизвлекаемых запасов составляет более 65 % от общего объема доказанных запасов в стране. Время «легкой нефти» заканчивается. На данный момент в общероссийской добыче доля трудноизвлекаемых запасов составляет около 10 %. По этой причине существует необходимость разработки и внедрения новых технологий воздействия на пласты, содержащие такую нефть, и совершенствования существующих методик.

Цель: разработать эффективную технологию повышения коэффициента нефтеизвлечения залежи массивного типа, сложенной неоднородным терригенным коллектором с наличием газонефтяного и водонефтяного контактов.

Объектом является залежь массивного типа, сложенная неоднородным терригенным коллектором с наличием газонефтяного и водонефтяного контактов.

Методы: анализ современной научно-технической литературы и производственных отчетов по результатам применения различных технико-технологических решений по повышению дебита скважин и снижению обводненности продукции; описание новой технологии разработки неоднородной залежи массивного типа с газонефтяным и водонефтяным контактами.

Результаты. Предложена технология разработки неоднородной залежи массивного типа с газонефтяным и водонефтяным контактами. Технология позволит повысить эффективность добычи нефти за счет увеличения зоны охвата залежи в нефтенасыщенной части пласта. Новизна заключается в системе расстановки добывающих скважин с горизонтальным окончанием и наклонными ответвлениями относительно уровней водонефтяного и газонефтяного контактов в залежи массивного типа, а также направленности и очередности бурения наклонных ответвлений от зон указанных контактов.

Ключевые слова:

Трудноизвлекаемые запасы, скважина с горизонтальным окончанием, Сенюманский ярус, Покурская свита, газонефтяной контакт, водонефтяной контакт, неоднородная залежь.

Введение

Последние годы в нефтегазодобывающей промышленности России возникают проблемы, которые не только негативно влияют на нынешнюю эффективность разработки месторождений углеводородного сырья, но и в будущем могут сказаться на запланированных уровнях добычи нефти и газа. К таким ситуациям относятся: снижение прироста запасов, ежегодное увеличение трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), вступление большинства крупных и уникальных месторождений в позднюю стадию разработки и проч. [1–7].

Как уже было сказано выше, с каждым годом растет доля ТРИЗ – тех запасов, которые, как правило, заключены в геологически сложнопостроенных пластах (залежах) и представлены нефтью с высокой вязкостью. Добывающие скважины, эксплуатирующие та-

кие залежи, характеризуются сравнительно низкими дебитами, а сами залежи – невысокими темпами разработки.

Все вышперечисленное обуславливает необходимость разработки и внедрения новых технологий воздействия на продуктивных пласт и систем разработки залежей, содержащих трудноизвлекаемые запасы [8–13].

Предлагаемая авторами технология рекомендуется к применению при разработке залежей массивного типа, которые сложены неоднородным терригенным коллектором, а также с наличием газонефтяного (ГНК) и водонефтяного контактов (ВНК). Технология позволяет обеспечить повышение эффективности добычи нефти за счет увеличения зоны дренирования добывающих скважин с горизонтальными окончаниями, пробуренных в нефтенасыщенном интервале пласта,

а также снижение преждевременной обводненности и загазованности добываемой скважинами продукции [14–16].

Технология разработки неоднородной залежи массивного типа с газонефтяным и водонефтяным контактами, залегающей в кровельной части Сенюманского яруса Покурской свиты, можно рекомендовать на одном из месторождений ЯНАО, залежи которого находятся в продуктивном пласте ПК₁₋₃.

Краткие сведения о месторождении. Рассматриваемое месторождение относится к категории сложных в Западной Сибири, что главным образом обусловлено многопластовостью и неоднородностью строения продуктивных пластов, наличием зон замещения пластов-коллекторов непроницаемыми породами и многочисленными дизъюнктивными нарушениями, многофазовым характером флюидонасыщения большинства залежей и свойствами нефти пласта

ПК₁₋₃, а именно наличием нефтяной перемычки с обширной газовой шапкой и низзалегавшими подошвенными водами [9].

На месторождении для эффективной разработки пласта ПК₁₋₃ проводятся такие методы увеличения нефтеотдачи пластов, как:

- многостадийный гидроразрыв пласта в скважинах с горизонтальным окончанием;
- строительство скважин по технологии Fishbone (рис. 1);
- организация поддержания пластового давления при реализации уплотненной сетки скважин по различной системе и различной конструкции нагнетательных скважин;
- физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов, а точнее закачивание полимерных композиций.

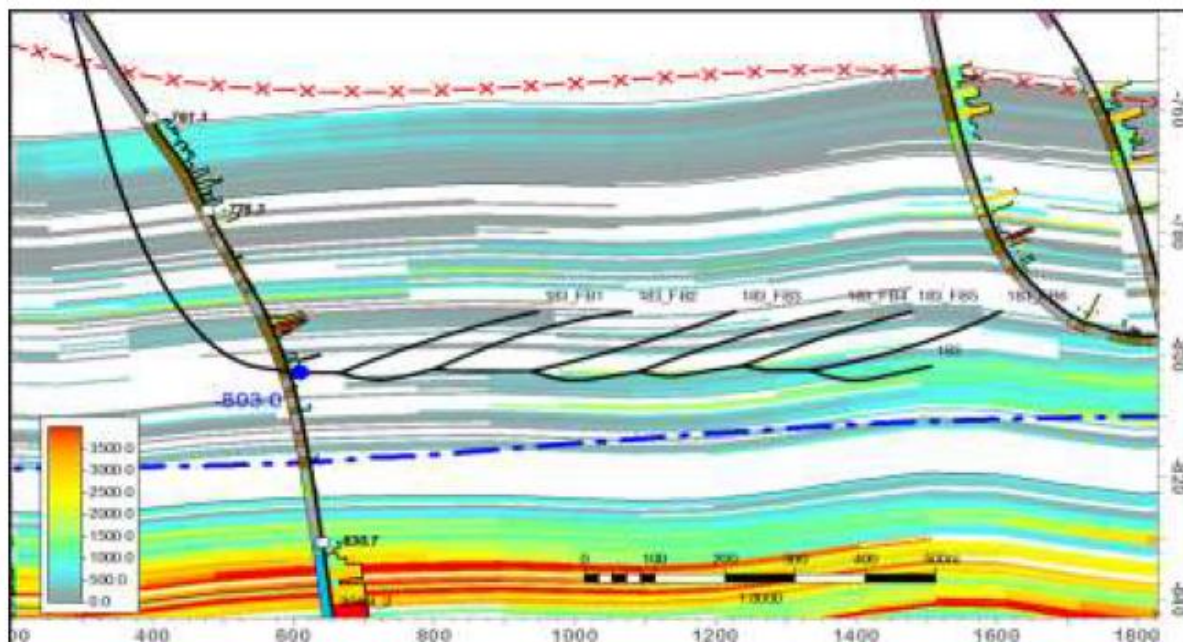


Рис. 1. Принципиальная схема реализации технологии Fishbone в продуктивном пласте ПК₁₋₃

Fig. 1. Schematic diagram of the implementation of Fishbone technology in the PK₁₋₃ productive reservoir

Технология разработки неоднородной залежи массивного типа с газонефтяным и водонефтяным контактами

Предлагаемая авторами технология близка к технологии Fishbone. Технология разработки неоднородной залежи массивного типа с газонефтяным – 1 и водонефтяным – 2 контактами (ГНК и ВНК, соответственно) первоначально включает бурение наклонно направленной скважины – 3 с горизонтальным входением – 4 в нефтенасыщенный интервал пласта – 5. Горизонтальный участок скважины проектируют не менее чем на 10 м ниже уровня ГНК. После бурения горизонтального участка ствол скважины обсаживают и цементируют (рис. 2).

После установки клин-отклонителя – 6 (рис. 3) с конца горизонтального участка осуществляют буре-

ние наклонного ответвления (А), направленного в сторону нефтенасыщенной части пласта. Наклонное ответвление при необходимости обсаживают по уровню сложности TAML-3. После проведения работ по обсаживанию наклонного ответвления устанавливают клин-отклонитель ближе к вертикальному участку ствола скважины (к примеру, 400 м от первого ответвления) и по аналогии осуществляют бурение наклонного ответвления (В), направленного в сторону нефтенасыщенной части пласта. Наклонное ответвление при необходимости обсаживают по уровню сложности TAML-3. Повторяют работы в зависимости от необходимости количества наклонных ответвлений и длины горизонтального участка скважины (к примеру, 5 ответвлений) (рис. 4).

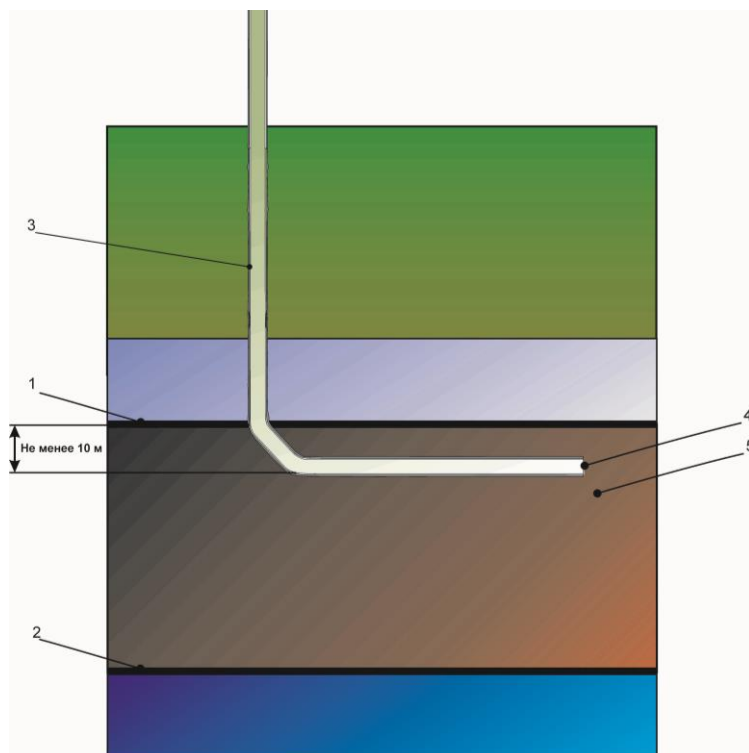


Рис. 2. Скважина с горизонтальным окончанием, где 1 – газонефтяной контакт; 2 – водонефтяной контакт; 3 – наклонно направленный участок скважины; 4 – горизонтальный участок скважины; 5 – нефтенасыщенная часть пласта

Fig. 2. Horizontal well, where 1 – gas-oil contact; 2 – water-oil contact; 3 – directional part of the well; 4 – horizontal part of the well; 5 – oil-saturated part of the reservoir

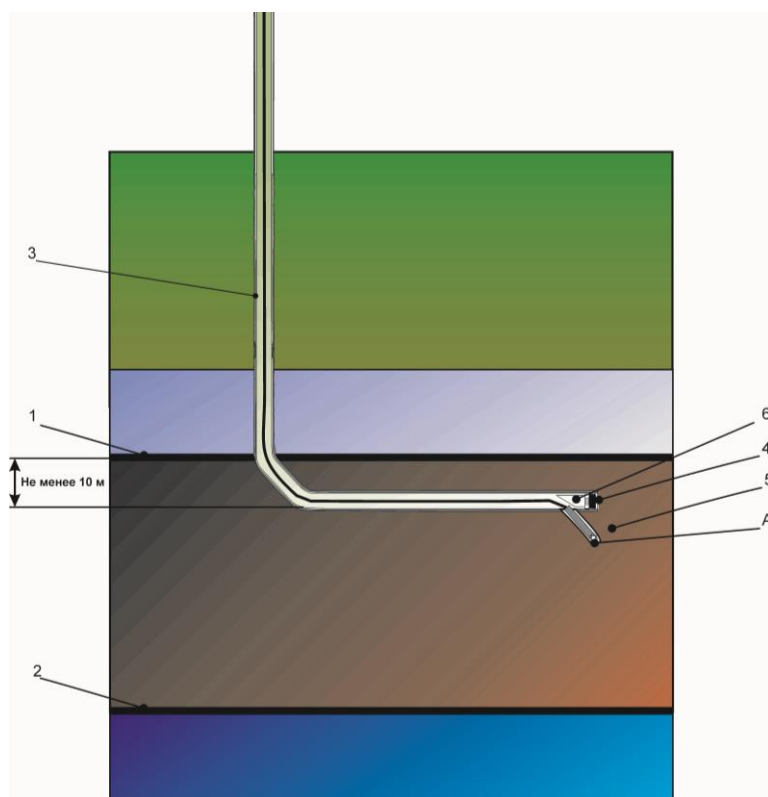


Рис. 3. Бурение бокового ответвления, где 1 – газонефтяной контакт; 2 – водонефтяной контакт; 3 – наклонно направленный участок скважины; 4 – горизонтальный участок скважины; 5 – нефтенасыщенная часть пласта; 6 – клин-отклонитель; А – первое наклонное ответвление

Fig. 3. Drilling of the side track, where 1 – gas-oil contact; 2 – water-oil contact; 3 – directional part of the well; 4 – horizontal part of the well; 5 – oil-saturated part of the reservoir; 6 – whipstock; А – first directional side track

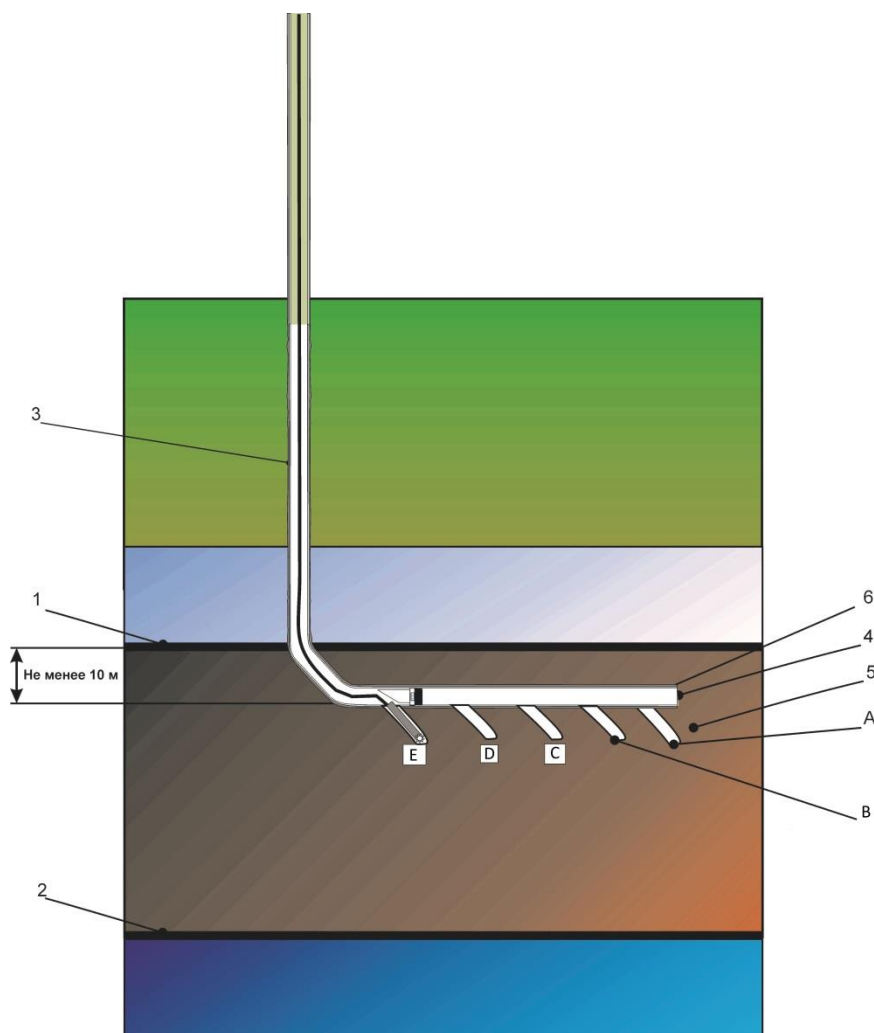


Рис. 4. Бурение боковых ответвлений, где 1 – газонефтяной контакт; 2 – водонефтяной контакт; 3 – наклонно направленный участок скважины; 4 – горизонтальный участок скважины; 5 – нефтенасыщенная часть пласта; 6 – клин-отклонитель; А, В, С, D, E – наклонные ответвления

Fig. 4. Drilling of a side tracks, where 1 – gas-oil contact; 2 – water-oil contact; 3 – directional parts of the well; 4 – horizontal part of the well; 5 – oil-saturated part of the reservoir; 6 – whipstock; A, B, C, D, E – directional side tracks of the wells

После бурения первой наклонно направленной скважины с горизонтальным окончанием и ответвлениями А, В, С, D, E осуществляют бурение наклонно-направленной скважины – 7 с горизонтальным входением – 8 в нефтенасыщенный интервал пласта. Горизонтальный участок скважины проектируют не менее чем на 10 м выше уровня ВНК. После бурения горизонтального участка ствол скважины обсаживают и цементируют. Далее после установки клин-отклонителя с конца горизонтального участка осуществляют бурение наклонного ответвления (А), также направленного в сторону нефтенасыщенной части пласта. Наклонное ответвление при необходимости обсаживают по уровню сложности TAML-3. После проведения работ по обсаживанию наклонного ответвления устанавливают клин-отклонитель ближе к вертикальному участку ствола скважины (к примеру, 300 м от первого ответвления (А)) и по аналогии осуществляют бурение наклонного ответвления (В), направленного в сторону нефтенасыщенной части

пласта. Наклонное ответвление при необходимости обсаживают по уровню сложности TAML-3. Повторяют работы в зависимости от необходимости количества наклонных ответвлений и длины горизонтального участка скважины (к примеру, 5 ответвлений) (рис. 5). Далее в скважины спускается внутрискважинное оборудование, скважины осваиваются и вводятся на режим.

Конструктивная особенность таких скважин заключается в том, что от одного горизонтального ствола отходят многочисленные наклонные ответвления. Такие скважины позволяют существенно увеличить охват нефтенасыщенных участков пласта по сравнению с горизонтальными скважинами. Конструкция позволяет направить каждое из ответвлений в отдельные нефтяные участки, снижая риск пересечения уровней ГНК и ВНК в массивной залежи. Ответвления могут отходить в любом направлении от горизонтального ствола скважины, и их стоимость значительно ниже, чем затраты на бурение отдельных скважин.

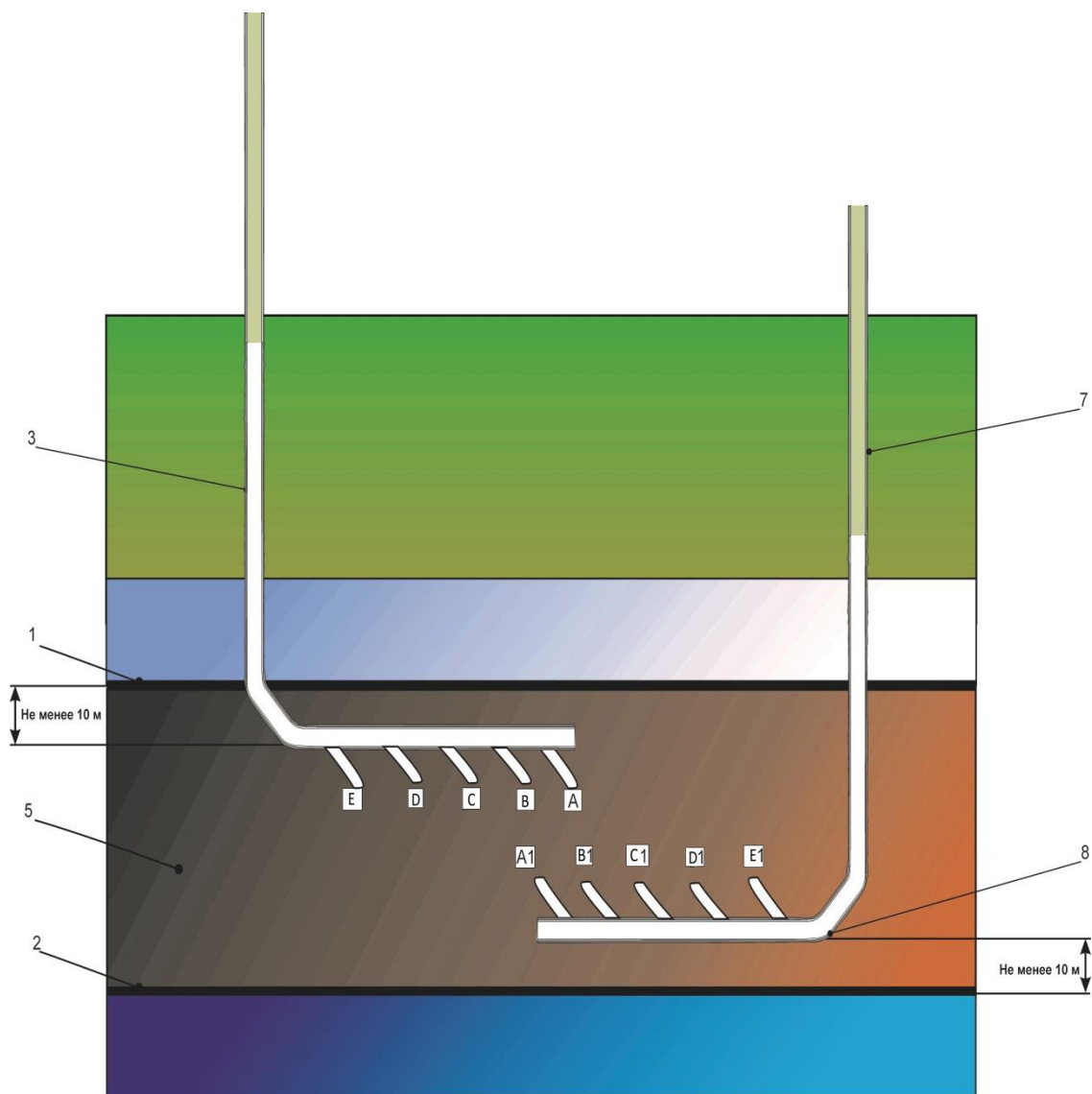


Рис. 5. Бурение новой скважины с боковыми ответвлениями, где 1 – газонефтяной контакт; 2 – водонефтяной контакт; 3, 7 – наклонно-направленные участки скважин; 4, 8 – горизонтальные участки скважин; 5 – нефтенасыщенная часть пласта; A, B, C, D, E, A1, B1, C1, D1, E1 – наклонные ответвления скважин

Fig. 5. Drilling of a new well with side tracks, where 1 – gas-oil contact; 2 – water-oil contact; 3, 7 – directional parts of the wells; 4, 8 – horizontal parts of the wells; 5 – oil-saturated part of the reservoir; A, B, C, D, E, A1, B1, C1, D1, E1 – directional side tracks of the wells

Технология добычи газа

Авторами также предлагается к ознакомлению перспективная технология, реализуемая в конструкции газодобывающей скважины с горизонтальным окончанием. Задачей, для решения которой разработана технология, является сохранение газодобывающей скважины с горизонтальным окончанием в действующем фонде за счет оптимизации работы ее горизонтального участка.

Конструкция газодобывающей скважины с горизонтальным окончанием включает: кондуктор; эксплуатационную колонну, спущенную до кровли продуктивного пласта; установленный в горизонтальном необсаженном участке ствола скважины хвостовик с центраторами и заколонными пакерами (может быть оснащен фильтрами разного типа или перфорирован);

хвостовик подвешивается к нижней части эксплуатационной колонны с помощью подвесного устройства; выше хвостовика в скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускается внутрискважинное оборудование для добычи газа (пример снизу вверх): воронка с косым срезом, посадочный nipple для установки датчика давления или температуры, перфорированный патрубок, пакер механического действия, циркуляционный клапан, клапан-отсекатель с подземным управлением. Хвостовик, состоящий из последовательно соединенных между собой обсадных труб с предварительно перфорационными отверстиями (или фильтрами) посредством муфтовых соединений и оснащенный центраторами, заколонными пакерами (расположенными друг от друга на определенном расстоянии), последовательно собирается и спускается в необсаженный участок ствола скважины.

Хвостовик подвешивается к нижней части эксплуатационной колонны с помощью подвесного устройства.

Газожидкостной поток (рис. 6), двигаясь внутри хвостовика, при соприкосновении с внутренней поверхностью обсадных труб за счет канавок приобретает поступательно-вращательное движение. Полная энергия потока увеличивается за счет суммирования кинетической энергии поступательного движения и энергии вращения. Внутри хвостовика образуется так называемая вихревая нить, вдоль которой происходит увеличение кинетической энергии потока [17–20]. При этом общая скорость потока также увеличивается за счет вихревого эффекта.

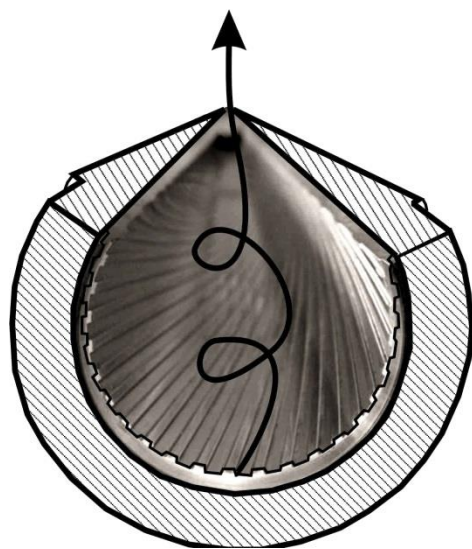


Рис. 6. Движение газожидкостного потока (схематично)
Fig. 6. Schematic movement of a gas-liquid flow

Заключение

Ежегодно в России растет доля трудноизвлекаемых запасов в общем объеме доказанных запасов в стране. По причине того, что нефть, добываемая из таких сложнопостроенных залежей, является, как

правило, высоковязкой, а сами скважины малодобитными, существует необходимость в разработке и внедрении новых технологий, связанных с добычей углеводорода.

Основными задачами предлагаемой технологии является повышение коэффициента нефтеизвлечения залежи массивного типа, слагаемой неоднородным терригенным коллектором, с наличием газонефтяного и водонефтяного контактов; снижение преждевременной обводненности и загазованности добываемой продукции. Технология позволит повысить эффективность добычи нефти за счет увеличения зоны охвата залежи в нефтенасыщенной части пласта.

Новизна заключается в системе расстановки добывающих скважин с горизонтальным окончанием с наклонными ответвлениями относительно уровней водонефтяного и газонефтяного контактов в залежи массивного типа, а также направленности и очередности бурения наклонных ответвлений от зон газонефтяного и водонефтяного контактов.

Помимо этого, авторами предлагается технология, реализуемая в конструкции газодобывающей скважины с горизонтальным окончанием, новизна которой заключается в разработке конструкции хвостовика, спускаемого в горизонтальный участок ствола скважины, позволяющий оптимизировать добычу газа, предотвратить преждевременный выход скважины из действующего фонда, увеличить срок ее работы.

Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов коллективами лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Министерству науки и высшего образования России по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ FEWN-2020-0013, 2020–2022 гг.).

Исследование выполнено с использованием оборудования Центра коллективного пользования «Центр перспективных исследований и инновационных разработок» Тюменского индустриального университета.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Козлова Д. Западная Сибирь: бурить нельзя останавливаться // Нефтегазовая вертикаль. Национальный отраслевой журнал. – 2019. – № 12. – С. 27–33.
2. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа / А.В. Саранча, И.С. Саранча, Д.А. Митрофанов, С.М. Овезова // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. URL: <http://science-education.ru/ru/article/view?id=18496> (дата обращения: 02.05.2021).
3. Kemp G. Oil fishing operation: tools and techniques. – Houston; London; Paris; Tokyo: Gulf Publ. Company Book Division, 1986. – 126 p.
4. Lea J.F., Nickens H.V., Wells M. Gas well deliquification: solution to gas well liquid loading problems. – Houston: Gulf Professional Publishing, 2003. – 245 p.
5. Якупов Р.Р., Яркеева Н.Р. Оптимизация работы газовых скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 41–49.
6. Maximize production by continuously dropping soap sticks throughout the day and night // URL: <https://jandjsolutionsllc.com/products/automatic-soap-stick-launcher> (дата обращения 22.04.2021).
7. Отечественные автоматизированные технологические комплексы для месторождений на различных стадиях разработки / П.П. Слугин, В.Е. Петропавлов, А.Р. Закиров, О.А. Николаев, И.В. Мельников, Д.А. Журавлев, Н.М. Бобриков, Р.Р. Гарифуллин // Газовая промышленность. – 2018. – № 12 (778). – С. 12–19.
8. Стрижов И.Н., Ходанович И.Е. Добыча газа. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 376 с.
9. Учет палеорусловых отложений при формировании системы разработки газовой залежи Ново-Часельского нефтегазоконденсатного месторождения / В.В. Васильев, Ю.Г. Зенкова, Д.В. Пономарева, А.В. Пермяков, Р.Р. Шакиров // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 47–49. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-8-47-49>.
10. Усовершенствование профиля скважины с горизонтальным боковым стволом / Е.Г. Гречин, В.Г. Кузнецов, Я.М. Курбанов, А.В. Щербakov // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 4. – С. 58–61. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-4-58-61>.
11. Колесов В.А., Скляр К.С. Прогноз емкостных свойств пород по данным буровой механики в процессе роторного бурения скважин с горизонтальным окончанием // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 3. – С. 54–57. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-3-54-57>.

12. Denney D. Successful short-radius re-entry well in deep-gas drilling in Saudi Arabia // Journal of Petroleum Technology. – 2011. – V. 11. – P. 84–87. DOI: <https://doi.org/10.2118/1111-0084-JPT>.
13. Carpenter C. Managed-pressure-drilling technology delivers challenging HP/HT drilling campaign // Journal of Petroleum Technology. – 2016. – V. 4. – P. 77–79. DOI: <https://doi.org/10.2118/0416-0077-JPT>.
14. Core acquisition and analysis for optimization of the Prudhoe bay miscible-gas project / P.L. McGuire, A.P. Spence, F.I. Stalkup, M.W. Cooley // SPE Reservoir Engineering. – 1995. – V. 2. – P. 94–100. DOI: <https://doi.org/10.2118/27759-PA>.
15. Feder J. Fracture hits mitigated successfully in high-pressure stimulation offshore Black Sea // Journal of Petroleum Technology. – 2021. V. 73. – P. 51–52. DOI: <https://doi.org/10.2118/0621-0051-JPT>.
16. Carpenter C. Steerable-drilling-liner technology in unstable shale // Journal of Petroleum Technology. – 2016. – V. 68. – P. 67–69. DOI: <https://doi.org/10.2118/0616-0067-JPT>.
17. Extended-reach drilling to maximize recovery from a mature asset: a case study / N. Muecke, A. Wroth, S. Zharkeshov, R. Anton, I. McCourt, N. Armstrong // SPE Drilling & Completion. – 2018. – V. 33 – P. 385–401. DOI: <https://doi.org/10.2118/194000-PA>.
18. Carpenter C. Development of a stranded tight gas field in the North Sea with hydraulic fracturing // Journal of Petroleum Technology. – 2015. – V. 67. – P. 102–105. DOI: <https://doi.org/10.2118/0415-0102-JPT>.
19. Denney D. Planning short-radius sidetracks with geostatistics // Journal of Petroleum Technology. – 1998. – V. 50. – P. 84–85. DOI: <https://doi.org/10.2118/0298-0084-JPT>.
20. Bybee K. Managing drilling risk in a mature North Sea field // Journal of Petroleum Technology. – 2010. – V. 62. – P. 84–85. DOI: <https://doi.org/10.2118/0910-0076-JPT>.

Поступила: 06.08.2021 г.

Информация об авторах

Леонтьев Д.С., кандидат технических наук, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, старший научный сотрудник Лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока Тюменского индустриального университета.

Ваганов Ю.В., кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, ведущий научный сотрудник Лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока Тюменского индустриального университета.

Шаляпин Д.В., младший научный сотрудник Лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока Тюменского индустриального университета.

Шаляпина А.Д., ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, младший научный сотрудник Лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока Тюменского индустриального университета.

Жигалковская М.И., лаборант комплекса лабораторий по направлению нефтегазового дела Центра коллективного пользования «Центр перспективных исследований и инновационных разработок»; лаборант Лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока Тюменского индустриального университета.

UDC 622.276.6

TECHNOLOGY FOR DEVELOPMENT OF A MASSIVE TYPE INHOMOGENEOUS DEPOSIT WITH GAS-OIL AND WATER-OIL CONTACTS

Dmitriy S. Leontev¹,
leontevds@tyuiu.ru

Yuriy V. Vaganov¹,
vaganovjv@tyuiu.ru

Denis V. Shalyapin¹,
shaljapindv@tyuiu.ru

Adelya D. Shalyapina¹,
shaljanaad@tyuiu.ru

Maria I. Zhigalkovskaya¹,
zhigalkovskajami@tyuiu.ru

¹ Industrial University of Tyumen,
70, Melnikayte street, Tyumen, 625048, Russia.

Relevance. Today due to the entry of most large oil fields into the late stage of development, as well as the increase in the share of hard-to-recover reserves, non-standard methods of increasing oil recovery, characterized by increased controllability, energy efficiency and environmental friendliness, are becoming increasingly popular. For hard-to-recover reserves, which are characterized by complex geological features, expressed in the heterogeneity of reservoir layers, low filtration and capacitance properties, controlled physical impact on filtration processes will allow targeted impact on zones with residual reserves.

Objective: to develop an effective technology for increasing the coefficient of oil recovery of a massive type deposit composed of an inhomogeneous terrigenous reservoir with the presence of gas-oil and water-oil contacts.

Object: massive type deposit composed of an inhomogeneous terrigenous reservoir, with the presence of gas-oil and water-oil contacts.

Methods: analysis of modern scientific and technical literature and production reports on the results of the application of various technical and technological solutions to increase the flow rate of wells and reduce the water content of products; the proposal of a new technology for the development of heterogeneous deposits of massive type with gas-oil and water-oil contacts.

Results. The authors have proposed the technology for the development of an inhomogeneous deposit of a massive type with gas-oil and water-oil contacts. The technology will improve the efficiency of oil production by increasing the coverage area of the deposit in the oil-saturated part of the reservoir. The novelty lies in the system of placing producing wells with a horizontal end with inclined branches relative to the levels of water-oil and gas-oil contacts in massive deposits, as well as the direction and sequence of drilling of inclined branches from the zones of gas-oil contact and water-oil contact.

Key words:

Hard-to-recover reserves, horizontal well, Cenomanian tier, Pokurskaya formation, gas-oil contact, water-oil contact, heterogeneous deposit.

The research was carried out within the implementation of the State task in the field of science for fulfilment of scientific projects by the groups of scientific laboratories at the high education bodies under the jurisdiction of the Ministry of Science and Higher Education of the RF in the project: «Techniques of low-pressure gas production in the Cenomanian producing complex» (no. FEWN-2020-0013, 2020–2022).

The research was carried out using the equipment of the Central Research and Development Center «Center for Advanced Research and Innovative Developments» at Tyumen Industrial University.

REFERENCES

1. Kozlova D. Western Siberia: can't stop drilling. *Neftegazovaya vertikal. Natsionalny otraslevoy zhurnal*, 2019, no. 12, pp. 27–33. In Rus.
2. Sarancha A.V., Sarancha I.S., Mitrofanov D.A., Ovezova S.M. Techniques for production of low pressure Cenomanian gas. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya*, 2015, no. 1-1. In Rus. Available at: <http://science-education.ru/ru/article/view?id=18496> (accessed 2 May 2021).
3. Kemp G. *Oil fishing operation: tools and techniques*. Houston, London, Paris, Tokyo, Gulf Publ. Company Book Division, 1986. 126 p.
4. Lea J.F., Nickens H.V., Wells M. *Gas well deliquification: solution to gas well liquid loading problems*. Houston, Gulf Professional Publishing, 2003. 245 p.
5. Jakupov R.R., Jarkeeva N.R. Optimization of gas wells operation at the Yamburg gas field. *Neftegazovoe delo*, 2018, vol. 16, no. 3, pp. 41–49. In Rus.
6. *Maximize production by continuously dropping soap sticks throughout the day and night*. URL: <https://jandjsolutionsllc.com/products/automatic-soap-stick-launcher> (accessed 22 April 2021).
7. Slugin P.P., Petropavlov V.E., Zakirov A.R., Nikolaev O.A., Melnikov I.V., Zhuravlev D.A., Bobrikov N.M., Garifullin R.R. Automated process systems produced in Russia for fields under different development stages. *Gazovaya promyshlennost*, 2018, no. 12 (778), pp. 12–19. In Rus.
8. Strizhov I.N. *Dobycha gaza* [Gas production]. Moscow, Izhevsk, Institute of computer researches Publ., 2003. 376 p.
9. Vasilev V.V., Zenkova Yu.G., Ponomareva D.V., Permyakov A.V., Shakirov R.R. Accounting for paleo-channel sediments in the formation of a gas reservoir development system for the Novo-

- Chaselskoye oil-gas-condensate field (Russian). *Oil and Gas Journal*, 2020, vol. 8, pp. 47–49. In Rus. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-8-47-49>.
10. Grechin E.G., Kuznetsov V.G., Kurbanov Ya.M., Shcherbakov A.V. Method for improving profile of well with horizontal sidetrack (Russian). *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2021, vol. 4, pp. 58–61. In Rus. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-4-58-61>.
 11. Kolesov V.A., Sklyar K.S. Forecasting rocks reservoir properties on a bit according to the drilling mechanics data while rotary drilling horizontal sidetrack wells (Russian). *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2021, vol. 3, pp. 54–57. In Rus. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-3-54-57>.
 12. Denney D. Successful short-radius re-entry well in deep-gas drilling in Saudi Arabia. *Journal of Petroleum Technology*, 2011, vol. 11, pp. 84–87. DOI: <https://doi.org/10.2118/1111-0084-JPT>.
 13. Carpenter C. Managed-pressure-drilling technology delivers challenging HP/HT drilling campaign. *Journal of Petroleum Technology*, 2016, vol. 4, pp. 77–79. DOI: <https://doi.org/10.2118/0416-0077-JPT>.
 14. McGuire P.L., Spence A.P., Stalkup F.I., Cooley M.W. Core acquisition and analysis for optimization of the Prudhoe Bay miscible-gas project. *SPE Reservoir Engineering*, 1995, vol. 2, pp. 94–100. DOI: <https://doi.org/10.2118/27759-PA>.
 15. Feder J. Fracture hits mitigated successfully in high-pressure stimulation offshore Black Sea. *Journal of Petroleum Technology*, 2021, vol. 73, pp. 51–52. DOI: <https://doi.org/10.2118/0621-0051-JPT>.
 16. Carpenter C. Steerable-drilling-liner technology in unstable shale. *Journal of Petroleum Technology*, 2016, vol. 68, pp. 67–69. DOI: <https://doi.org/10.2118/0616-0067-JPT>.
 17. Muecke N., Wroth A., Zharkeshov S., Anton R., McCourt I., Armstrong N. Extended-reach drilling to maximize recovery from a mature asset: a case study. *SPE Drilling & Completion*, 2018, vol. 33, pp. 385–401. DOI: <https://doi.org/10.2118/194000-PA>.
 18. Carpenter C. Development of a stranded tight gas field in the North Sea with hydraulic fracturing. *Journal of Petroleum Technology*, 2015, vol. 67, pp. 102–105. DOI: <https://doi.org/10.2118/0415-0102-JPT>.
 19. Denney D. Planning short-radius sidetracks with geostatistics. *Journal of Petroleum Technology*, 1998, vol. 50, pp. 84–85. DOI: <https://doi.org/10.2118/0298-0084-JPT>.
 20. Bybee K. Managing drilling risk in a mature North Sea field. *Journal of Petroleum Technology*, 2010, vol. 62, pp. 84–85. DOI: <https://doi.org/10.2118/0910-0076-JPT>.

Received: 6 August 2021.

Information about the authors

Dmitriy S. Leontev, Cand. Sc., associate professor, senior researcher, Industrial University of Tyumen.

Yuriy V. Vaganov, Cand. Sc., associate professor, head of the department of drilling oil and gas wells, leading researcher, Industrial University of Tyumen.

Denis V. Shalyapin, engineer of the 1st grade, KogalymNIPIneft, Branch of LUKOIL-Engineering LLC; junior researcher, Industrial University of Tyumen.

Adelya D. Shalyapina, assistant, junior researcher, Industrial University of Tyumen.

Maria I. Zhigalkovskaya, laboratory assistant, Central Research and Development Center «Center for Advanced Research and Innovative Developments»; laboratory assistant, Industrial University of Tyumen.