

Опыт вторичного вскрытия пластов в протяженных горизонтальных стволах на Верхнечонском месторождении Secondary Reservoir Penetration in Long Horizontal Holes of VC Field

Ярослав Гордеев (*GordeevYI@vcng.ru*),
директор Департамента геологии
и разработки месторождений,
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»
Yaroslav Gordeev (*GordeevYI@vcng.ru*),
Subsurface Dept. Director, VCNG

Рамиль Мухамадиев,
первый заместитель
Генерального директора,
ООО «ТНГ-Групп»
Ramil Mukhamadiev,
Senior Executive Vice President, TNG-Group

Владимир Иванов,
Исполнительный директор,
ООО «ТНГ-Ижгеофизсервис»
Vladimir Ivanov,
Executive Director, TNG-Izhgeofizservis

Рустам Хайретдинов (*igs@uigs.ru*),
главный инженер,
ООО «ТНГ-Ижгеофизсервис»
Rustam Khayretdinov (*igs@uigs.ru*),
Chief Engineer, TNG-Izhgeofizservis

Михаил Вязников,
начальник производственно-технического
отдела, ООО «ТНГ-Ижгеофизсервис»
Mikhail Vyaznikov,
Production and Engineering Section Head,
TNG-Izhgeofizservis

Марат Хайрутдинов
(*hmr@promperforator.ru*),
Генеральный директор,
ООО «Промперфоратор»
Marat Khayrutdinov
(*hmr@promperforator.ru*),
General Director, Promperforator

Высокая степень неопределенности коллектора Верхнечонского месторождения обуславливает необходимость бурения сложных горизонтальных скважин с глиной горизонтального участка до 500 м и применения технологий вторичного вскрытия пластов. Инновационное для России решение, предложенное специалистами ООО «ТНГ-Ижгеофизсервис», позволило не только выполнить уникальные по сложности прострелочно-взрывные работы, но и добиться отличных производственных результатов.

The high uncertainty of Verkhnechonskoye (VC) reservoir is the key reason why complex horizontal wells with horizontal sections of up to 500 m are drilled in VC field and secondary reservoir penetration technologies are applied. A solution that is innovative for Russia was suggested by TNG-Izhgeofizservis; it helped perform perforations of unique complexity and attain excellent operating performance.

The efficiency of the secondary reservoir penetration technology is one of the key determinants of well construction success and the ultimate performance of production targets. When selecting a perforation system and evaluating its expected efficiency, the following factors are considered first and foremost:

- Charge penetrating efficiency
- Perforation system fugacity
- Possibility to select an optimal perforation density
- Possibility to minimize tripping operations
- Subsurface conditions

When a decision was made concerning perforation in VC oil and gas condensate field the above mentioned factors were considered and expendable hollow-carrier perforation systems Type KPO-102 with charges Type ZKPO-102PP-30 manufactured by Promperforator (Samara) were selected. The penetrating efficiency of these charges is up to 1,000 mm, the phasing is 60°, and the selected perforation density is 16 holes per meter.

Subsurface Conditions

The key development targets of VC horizon are VC₁ and VC₂ terrigenous oil-bearing formations and a VC₁+VC₂ joint occurrence zone.

VC₁ formation is observed throughout the entire field area. Its gross pay ranges from 2.5 m to 22 m. The reservoir rock is substituted with impermeable shale in various field blocks. As compared to VC₂ formation,

Эффективность применяемых технологий вторичного вскрытия пластов во многом определяет успешность строительства скважин и конечную продуктивность объектов разработки. При выборе типов перфосистем и оценке их ожидаемой эффективности, в первую очередь, учитываются следующие факторы:

- пробивная способность зарядов;
- фугасность перфосистемы;
- возможность выбора оптимальной плотности перфорации;
- минимизация количества спуско-подъемных операций (СПО);
- условия проведения прострелочно-взрывных работ (ПВР).

Принимая во внимание перечисленные параметры, при планировании ПВР на Верхнечонском нефтегазо-конденсатном месторождении было решено использовать корпусные перфосистемы одноразового применения КПО-102 с зарядами ЗКПО-102ПП-30 производства ООО «Промперфоратор» (г. Самара). Пробивная способность этих зарядов достигает 1 000 мм, фазировка – 60°, выбранная плотность перфорации – 16 отверстий на метр.

Геологические условия проведения работ

Основным объектом разработки на месторождении являются нефтенасыщенные терригенные пласты В_{ч1}, В_{ч2} и зона совместного залегания В_{ч1}+В_{ч2} Верхнечонского горизонта.

Пласт В_{ч1} прослеживается по площади месторождения повсеместно. Его общая толщина колеблет-



Rig operations in VC field.

Работы на буровой, Верхнечонское месторождение.

VC₁ sandstones are better sorted. The cap rock is an argillite section that is continuous throughout the field area and serves as the regional marker. Reservoir salinization in pay beds is one of the key determinants of hydrocarbon pool localization. The pay beds have barriers with poorer permeability and porosity due to secondary filling of the terrigenous reservoir pore space with halite or, less frequently, with anhydrite and carbonates. The halite content in sandstones is uneven across the field area. The highest salinization is observed in VC₁ sandstones. It is associated with high porosity variations.

VC₂ gross pay ranges from 0 m to 23 m. The reservoir is substituted with tight impermeable rock in various field blocks. The cap rock for VC₂ reservoir is argillites that are continuous in the eastern part of the field in terms of both area and section. A zone of joint occurrence of the formations is observed in the westward direction where the shale break becomes insular. The formation is indexed as VC₁₊₂ in that part of the field. VC₂ formation has heterogeneous composition. It is poorly sorted and represented by interlayering feldsparic-quartzose sandstones of various grain size, gravelstones, siltstones, and mudstones. The formation boundaries are clearly identifiable in the separate occurrence zone. VC₂ formation pinches out in the western part of the field.

The number of permeable intervals ranges from 5.9 to 7.0 for VC₁ formation, from 9.5 to 11.5 for VC₂ formation, and from 11.0 to 47.5 for VC₁₊₂ formation. The net-to-gross ratio is 0.41 to 0.67, 0.45 to 0.61 and 0.54 to 0.62, respectively.

The reservoirs are highly heterogeneous both by section and by area. Considering the complex geology of the field, it is operated by cluster drilling of horizontal wells with horizontal reservoir sections of up to 500 m. Production wells are operated with uncased boreholes, and horizontal boreholes of injection wells are cased with a 7" production string and cemented, after which the reservoirs are subjected to secondary penetration.

Unique Perforation Jobs

Horizontal section casing with subsequent reservoir perforation is regarded as an option to efficiently develop dissected sandstones of VC horizon. This is due to the fact that perforation ensures connection

ся от 2,5 м до 22 м. В разных блоках месторождения коллектор замещен непроницаемыми глинистыми породами. Песчаники пласта В_{ч1} по сравнению с пластом В_{ч2} более отсортированы. Покрышкой служит толща аргиллитов, выдержанная по площади месторождения и являющаяся региональным репером. Засолонение коллекторов в продуктивных пластах является одним из важнейших факторов, определяющих локализацию углеводородных скоплений. В связи с вторичным заполнением порового пространства терригенного коллектора галитом, реже ангидритом и карбонатами, в продуктивных пластах присутствуют целики с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Содержание галита в песчаниках неравномерно по площади месторождения. Наибольшее засоление наблюдается в песчаниках пласта В_{ч1} и приурочено к высокопористым разностям.

Общая толщина пласта В_{ч2} меняется от 0 м до 23 м. В разных блоках месторождения коллектор пласта замещен плотными непроницаемыми породами. Покрышкой для продуктивного пласта В_{ч2} служат аргиллиты, выдержанные в восточной части месторождения как по площади, так и по разрезу. В западном направлении, где глинистый раздел приобретает островной характер, отмечается зона совместного залегания пластов: в этой части пласт индексируется как В_{ч1+2}. По составу пласт В_{ч2} неоднороден, плохо отсортирован, представлен переслаиванием полевошпатово-кварцевых песчаников различной зернистости, гравелитов, алевролитов, аргиллитов. Границы пласта в зоне раздельного залегания определяются уверенно. В западной части месторождения пласт В_{ч2} выклинивается.

Диапазон изменения коэффициента расчлененности для пласта В_{ч1} составляет от 5,9 до 7,0, для В_{ч2} — от 9,5 до 11,5, для В_{ч1+2} — от 11,0 до 47,5; коэффициент песчаности составляет 0,41 – 0,67, 0,45 – 0,61 и 0,54 – 0,62 соответственно.

Высокая неоднородность коллекторов наблюдается как по разрезу, так и по площади. С учетом геологических особенностей, разработка Верхнечонского месторождения ведется кустовым бурением горизонтальными скважинами с длиной горизонтального участка по пластам до 500 м. При этом добывающие скважины эксплуатируются открытым забоем, в нагнетательных скважинах горизонтальный ствол обсаживается 7"-ой эксплуатационной колонной, цементируется, после чего производится вторичное вскрытие пластов.

Уникальные прострелочно-взрывные работы

Обсадка горизонтального участка с последующей перфорацией пластов рассматривается как один из вариантов повышения эффективности разработки расчлененных песчаников Верхнечонского горизонта. Это обусловлено тем, что при перфорации обеспечивается соединение пропластков, залегающих выше и ниже горизонтального участка ствола. Очевидно, что проведение ПВР в протяженных горизонтальных стволах возможно только с применением перфосистем, спускаемых в скважину на трубах (буровой инструмент, НКТ).

С 2008 года вторичное вскрытие пластов в горизонтальных скважинах на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении производится специалистами ООО «ТНГ-Ижгеофизсервис», дочернего предприятия ООО «ТНГ-Групп». В ходе этих работ с применением отечественных перфосистем КПО-102 впервые в Иркутской области были проведены уникальные по сложности ПВР в 19 горизонтальных скважинах.

Discharged perforators. ▶

Отстреленные перфораторы.

of the interlayers that occur above and below the horizontal borehole section. It is apparent that the only way to make perforations in long horizontal boreholes is by applying perforation systems run in hole by drilling tool or tubing.

Since 2008, secondary reservoir penetration in horizontal wells of VC field is performed by TNG-Izhgeofizservis, a subsidiary of TNG-Group. This work included perforation jobs of unique complexity that were performed in 19 horizontal wells using Russian-made KPO-102 perforation systems for the first time in Irkutsk Region.

An entire horizontal borehole of up to 500 m is perforated in two tripping operations on condition that the well is filled with fresh water (without significant overbalancing) and the wellhead is controlled. The longest assembly in a tripping operation was 248 m (76 carriers with a nominal length of 3 m), the maximum penetrated net pay was 188 m (3,004 charges), and the maximum penetrated thickness in one well was 421 m (6,730 charges). The total penetrated thickness in 19 wells was 4,074 m.

The technology is as described further. An integrated self-contained tool is installed in the lower part of the perforation assembly to be run in hole on the tubing. The tool designed by TNG-Izhgeofizservis consists of a 16-channel collar locator, pressure and temperature gauge channels and has no par in Russia. The tool is attached through an unequipped carrier, KPO-102 damper, to a KPO-102 assembly that consists of separate sections, KPO-102 carriers with a nominal length of 3 m, equipped with centralizers and connected through subs. The tool is recording as the assembly is run in hole (baseline log) and pulled out (perforation hole registration).

The perforator that is positioned by depth is actuated by a hydraulic head when overpressure is created in the tubing space.

To illustrate the capability of this self-contained tool, consider some examples from Well #988 of VC field. Fig. 1 shows an example of control of the upper target penetration section (2,105 m to 2,305 m)



PHOTO: PROMPERFORATOR / ФОТО: ПРОМПЕРФОРАТОР

Перфорация всего горизонтального ствола длиной до 500 м производится за две СПО в условиях заполнения скважины пресной водой (без создания значительной репрессии на пласты) и при контролируемом устье. Максимальная длина компоновки за одну СПО составила 248 м (76 корпусов условной длиной 3 м), максимальная вскрытая эффективная толщина – 188 м (3 004 заряда), максимальная вскрытая толщина по одной скважине – 421 м (6 730 зарядов). Общая вскрытая толщина по 19 скважинам составила 4 074 м.

Технология проведения работ сводится к следующему. В нижней части перфорационной компоновки, спускаемой в скважину на НКТ, устанавливается комплексный автономный прибор, состоящий из 16-канального локатора муфт, каналов манометра и термометра. Эта разработка специалистов ООО «ТНГ-Ижгеофизсервис» не имеет аналогов в России. Через неснарженный корпус КПО-102-демпфер прибор монтируется к компоновке КПО-102, состоящей из отдельных секций – корпусов КПО-102 условной длиной 3 м, снабженных центраторами, – соединенных между собой через переводники. Прибор производит запись при спуске (фоновый замер) и при подъеме компоновки (регистрация перфорационных отверстий).

Спозиционированный по глубине перфоратор приводится в действие от гидравлической головки при создании избыточного давления в полости НКТ.

В качестве иллюстрации возможностей описанного автономного прибора рассмотрим примеры по скв. 988 Верхнечонского месторождения. На Рис. 1

приведен пример контроля интервала вскрытия верхнего объекта 2 105 – 2 305 м по каналу локатора муфт и перфорационных отверстий. При этом определяется не только общий интервал перфорации, но и каждое отверстие, находящееся на нижней образующей перфоратора.

На Рис. 2 представлены результаты регистрации каналом манометра при первом и втором залпах. По каналу манометра фиксируется как факт срабатывания перфосистемы и вели-

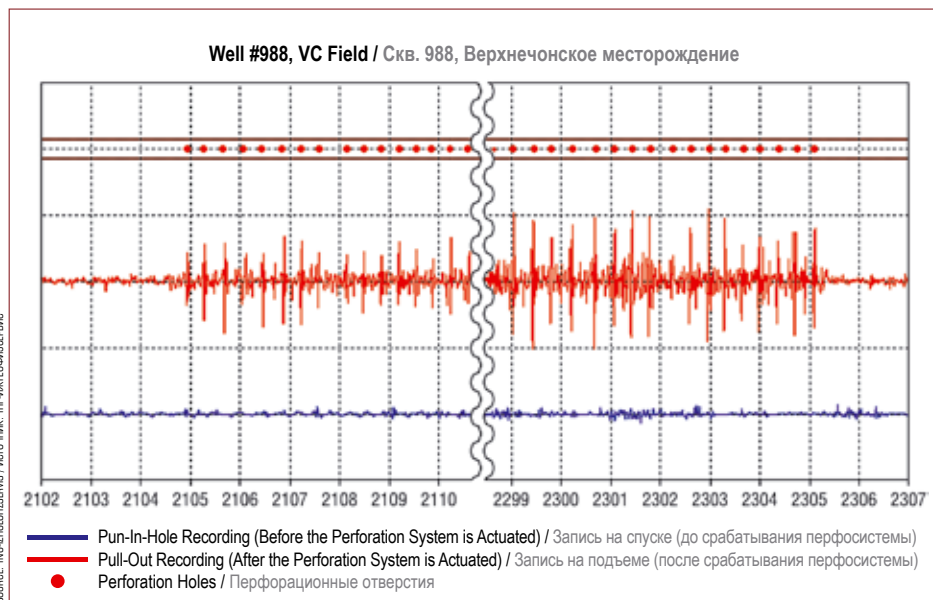
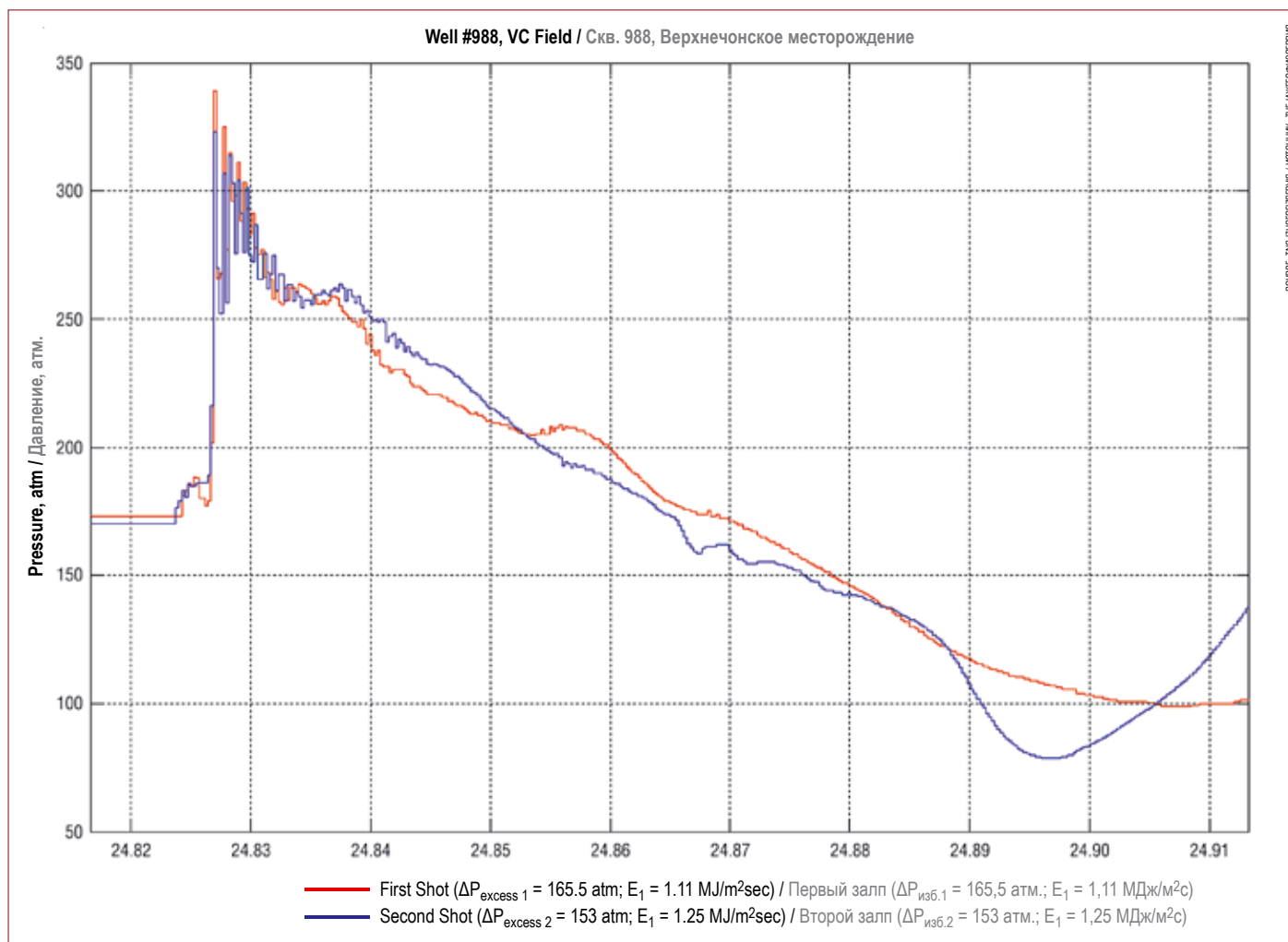


Fig. 1 Control of the Penetration Section Using the Perforation Hole Locator Channel

Рис. 1 Контроль интервалов перфорации по каналу локатора перфорационных отверстий

SOURCE: TNG-IZHGEOFIZSERVIS / ИСТОЧНИК: ТНГ-ИЖГЕОФИЗСЕРВИС



SOURCE: TMC-ZHEBORGSEWIS / ИСТОЧНИК: ТНГ-ИЖМЕДИОЦЕНТРИС

using the collar and perforation hole locator channel. Not only the overall perforation interval but also each hole that is located on the lower perforator generatrix is identified thereby.

Fig. 2 displays the results of pressure gauge channel registration at the time of the first and second shots. The pressure gauge channel indicates the fact of perforation system actuation, the overpressure value at the time of shot-firing, and the shot energy. The recorded values of overpressures at the time of the first and second shots were 16.5 MPa and 15.3 MPa, respectively. Despite a significantly increased number of charges (2,948 against 872) and the naturally increased energy of the second shot, a lower overpressure value was recorded. This is due to partial absorption (dissipation) of the shot energy by the lower interval (2,340 m to 2,528 m) that had already been penetrated by the first shot. The overpressure values were measured in identical conditions for the charges Type ZPK in reusable hollow-carrier perforators and charges Type ZPKO-89PP and ZPKO-102PP-30 in expendable hollow-carrier perforators. The values were 23.4 MPa, 15.1 MPa and 10.5 MPa, respectively, which demonstrates fairly low fugacity of ZPKO-102PP-30 charges.

Therefore, thanks to the selection of optimal perforation density, the use of KPO-102 perforation system with ZKPO-102PP charges and, importantly, significant length of the intervals penetrated in one shot the values of shot overpressures (fugacity) were reduced and thus gentle perforation impact on the cement was ensured.

The results of the perforation jobs in VC field confirm high efficiency of KPO-102 perforation systems manufactured by Promperforator. Their application ensures hydrodynamic excellence of the wells. The efficiency is confirmed by production tests (negative skin factor of -4 / -6). **■**

Fig. 2 Pressure Gauge Channel Registration of Perforation System Actuation

Рис. 2 Контроль срабатывания перфосистемы по каналу манометра

чина избыточного давления (фугасности) при отстреле, так и энергия (мощность) взрыва. Регистрируемые величины избыточных давлений при первом и втором залпах составили 16,5 МПа и 15,3 МПа соответственно. Несмотря на значительное увеличение количества зарядов (2 948 против 872) и закономерное увеличение энергии взрыва при втором залпе, отмечается уменьшение величины избыточного давления, что связано с частичным поглощением (гашением) энергии взрыва уже вскрытым нижним интервалом 2 340 – 2 528 м при первом залпе. Измеренные в идентичных условиях значения избыточных давлений при применении зарядов типа ЗПК в корпусных перфораторах многоразового использования и зарядов ЗПКО-89ПП и ЗПКО-102ПП-30 в корпусных перфораторах одноразового использования составили соответственно, 23,4 МПа, 15,1 МПа и 10,5 МПа, что свидетельствует о достаточно низкой фугасности последних.

Таким образом, выбранные при планировании ПВР плотность перфорации, перфорационная система КПО-102 с зарядами ЗКПО-102ПП и, конечно же, значительная протяженность интервалов, вскрываемых за один залп, позволили снизить величины избыточных давлений (фугасности) при отстреле и, соответственно, обеспечить щадящее воздействие перфорации на цементную крепь.

Результаты ПВР, проведенных на Верхнечонском месторождении, свидетельствуют о высокой эффективности перфосистем КПО-102 производства ООО «Промперфоратор». Их применение позволяет обеспечивать высокое гидродинамическое совершенство скважин, эффективность подтверждается гидродинамическими исследованиями (отрицательный скин-фактор -4 / -6). **■**