

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ. Геоакустика и волновые технологии – пути решения проблем межколонных давлений (МКД)

RISK MANAGEMENT. Geoacoustics and Wave Technologies – Solutions to Intercasing Pressure-Related Problems (ICP)

**С.С. НОВИКОВ, генеральный директор ООО ПКФ «Недра-С»
Sergey NOVIKOV, Director General, Nedra-S**

Геологические условия, технологические ошибки и просчеты, появление трещин в цементном камне кольцевого пространства во время эксплуатации скважины и ряд других факторов приводят к появлению межколонных давлений (МКД).

Современные технологии и материалы позволяют в достаточной мере ликвидировать МКД, но далеко не во всех скважинах и не всегда успешно. Большой процент скважин подлежит ликвидации в связи с невозможностью ликвидировать МКД с устья скважины. Перфорация обсадной колонны и установка цементного моста под давлением с последующим разбуриванием моста также не всегда эффективна.

Не секрет, что нефтегазодобывающее производство на всех этапах связано с опасностью для экологии окружающей среды. В настоящее время очень большое внимание уделяется диагностике технического состояния скважины и скважинного оборудования. Недостаточное внимание к диагностике приводит в дальнейшем к увеличению сроков устранения выявленных дефектов и, соответственно, удорожанию работ или к ликвидации скважины.

Температурные колебания, опрессовка колонн, спуско-подъемные операции и роторное бурение воздействуют на колонну, пусть незначительно, но этого достаточно для начала процесса трещинообразования в цементном кольце. Появление микродефектов в цементном камне против «башмаков» колонн происходит уже на этапе строительства скважины. Проведя анализ результатов **трехкомпонентного геоакустического каротажа (ТК ГАК)** с целью определения источника межколонных давлений и межпластовых перетоков, мы пришли к выводу, что даже в скважинах с хорошими показателями акустического (АКЦ) и температурного (ОЦК) каротажа сцепления цементного камня с колонной неизбежно появляется МКД.



Geological conditions, technological errors and miscalculation, cracking in the cement stone of the annular space during well operation and a number of other factors cause inter casing pressure (ICP).

Modern technologies and materials allows to adequate eliminate ICP but by far not in all wells and not always successfully. A large percentage of wells is abandoned due to the failure to eliminate ICP at the well-head. Perforation of the intermediate casing and placing of a pressurized cement plug with subsequent drilling out is not always effective either.

It is no secret that oil and gas production at all stages poses threats to the environment. A lot of attention at present is given to the diagnostics of the technical condition of the well and the well equipment. Inadequate focus on diagnostics in future can lead to prolonged elimination of identified flaws and increased costs of operation or abandonment of the well.

Temperature fluctuations, casing pressure testing, round-trip operations and rotary drilling produce an impact on the casing which, though insignificant, is still sufficient to initiate cracking in the cement sheath. Microflaws in the cement stone against the casing shoes start appearing as early as during well construction. After analyzing the results of **three-component geoacoustic logging (TCGL)** to identify the source of inter casing pressure and cross flows, we've come to the conclusion that ICP inevitably appears even in wells with good sonic and temperature values of cement bond logging.

TCGL is based on registering geoacoustic fluctuations in the 100–5000 Hz frequency range using three orthogonally placed sensors which allows detecting seal failure in the casing (Figure 1), cross flows between beds (Figure 2), between casings (Figure 3) and intraformational cross flows (Figure 4) without pulling the production tubing out of the cased borehole.

Detection of cross flows, identification of sources of inter casing pressure along with separation of fluid by phase and percentage-wise separation of vertical



Метод ТК ГАК основан на записи геоакустических колебаний в полосе частот 100–5000 гц тремя ортогонально расположенными датчиками, что позволяет определять негерметичности колонн (рис. 1), межпластовые (рис. 2), межколонные (рис. 3) и внутрипластовые перетоки (рис. 4) без извлечения насосно-компрессорных труб (НКТ) в обсаженном стволе скважины.

Определение наличия перетоков, источника межколонного давления с разделением флюида по фазам и с разделением в процентном отношении вертикального движения флюида по векторам, является для нас приоритетной задачей.

Отличительная особенность метода – это зона охвата регистрации показаний от оси скважины (в теории 100 м, на практике не менее 10 м). Примером тому служит определение техногенного скопления углеводородов в аварийном стволе скважины. Расстояние между аварийным и вновь пробуренным стволами – 10 м, что наглядно подтверждает вышеуказанные параметры (рис. 5). Для сравнения, приборы с радиоактивным источником имеют радиус измерения 300 мм.

fluid flow by vector is our top priority.

The distinctive feature of the method is the coverage area of recording of readings from the borehole

Таблица 1 – Технические характеристики приборов ТК ГАК
Table 1 – Technical characteristics of TCGL tools

Наименование прибора Description of the tool	Температура, °C Temperature, °C	Давление, МПа Pressure, MPa	Габариты, диаметр/длина, мм Size diameter/length, mm	Агрессивная среда H ₂ S Aggressive medium H ₂ S
ВИ 4006 VI 4006	125	70	48/1269	>28%
ВИ4006А VI 4006A	125	70	32/700; 41/1269	>28%
ВИ4006 с сосудом «Дюар» VI 4006 with a Dewar flask	180	200	85/1950	>28%

axis (100 m in theory, but not less than 10 m in practice). Detection of man-caused accumulation of hydrocarbons in the emergency well bore is one such example. The distance between the emergency and newly drilled holes is 10 m which confirms the above-stated parameters (Figure 5) For reference, tools with a radioactive source have a measuring radius of 300 mm. ▶

ВОЛНОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

Метод базируется на акустическом воздействии на продуктивные пласты волновой энергией, основанной на создании так называемой волны Рэля устьевым генератором упругих волн. Передача волны Рэля по непрерывному потоку жидкости при любых низких ее уровнях ▶

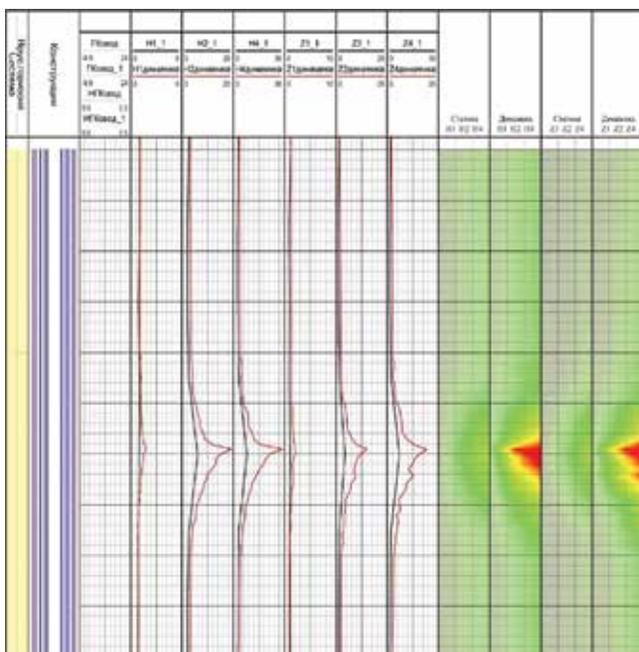


Рисунок 1 – Негерметичность колонны
Figure 1 – Seal failure in the casing

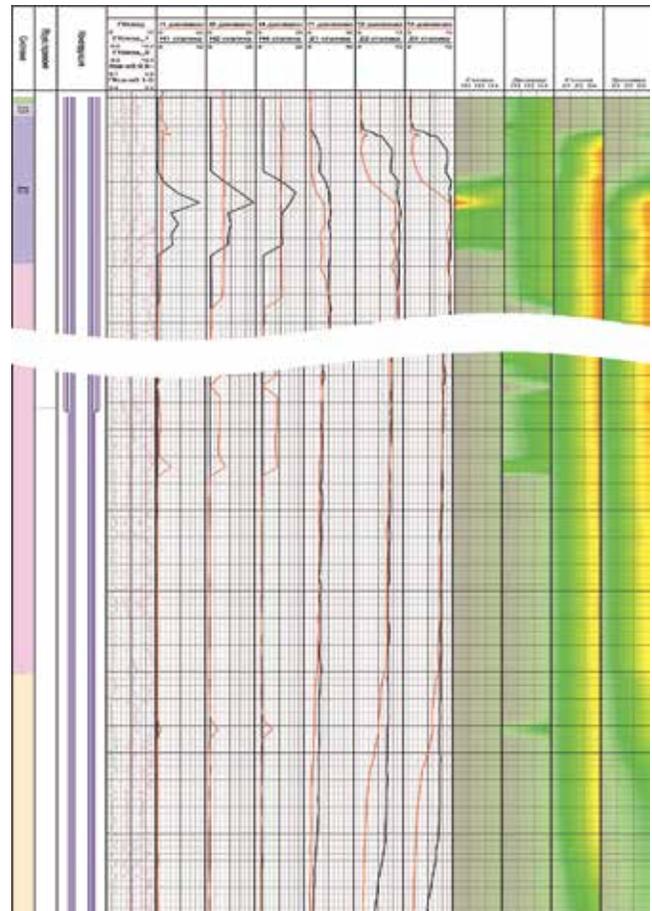


Рисунок 2 – Межпластовый переток
Figure 2 – Cross flow between beds

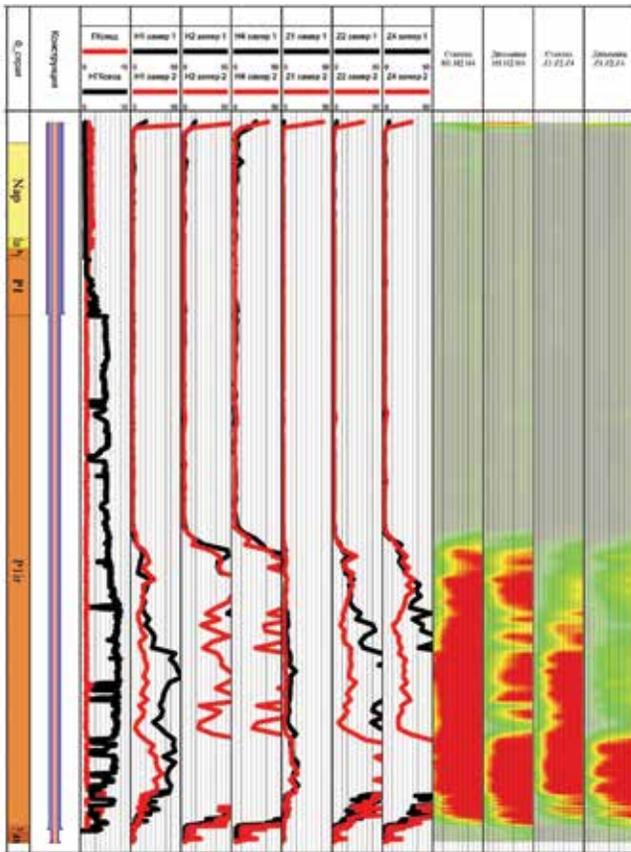
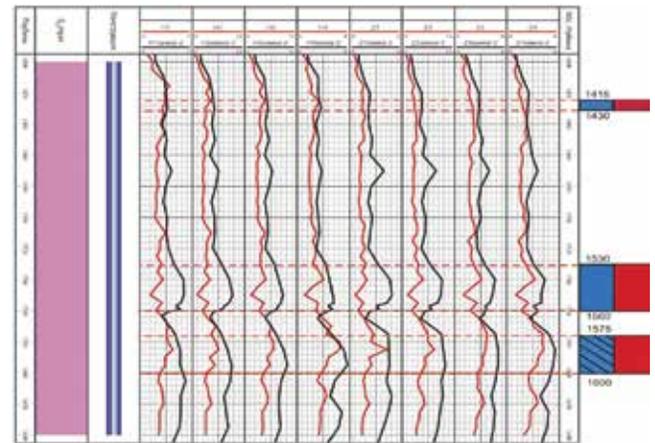


Рисунок 3 – Межколонный переток
Figure 3 – Cross flow between casings

в скважине в продуктивный пласт позволяет расколматировать прискважинную зону пласта-коллектора и тем самым устранить препятствие выхода флюида из пласта. Генератор упругих волн, смонтированный на устье скважины, по волноводу, которым является НКТ (рис. 6), заполненная технологической жидкостью, посылает упругую волну на обрабатываемый участок продуктивной толщи. Генерируемая волна трансформируется на продольные, поперечные и поверхностные волны с энергией 5–1500 Дж и частотой 0,5–80 Гц, проходит по волноводу, разворачивается на отражателе и попадает в пласт. Хорошее акустическое согласование жидкостного волновода с породой способствует высокому коэффициенту полезного воздействия на обрабатываемые отложения. Под воздействием высокого импульсного давления технологический раствор проникает в естественные трещины, расширяет их, создает новые в соответствии с природой усталостного трещинообразования (рис. 6). К преимуществам метода воздействия силовыми волнами можно отнести следующее:

- простоту оборудования;
- несложность монтажа из-за размещения оборудования на устье скважины;
- противоблужетную безопасность (оборудование можно монтировать на ПВО)



Условные обозначения: Legend:
Характер насыщения отложений: Nature of saturation of sediments:
■ - по данным геоакустического каротажа: нефть
 - according to the data of geoacoustic logging: oil
■ - по данным ВСП: нефть
 - according to the data of vertical seismic profiling: oil
■ - по данным ВСП: нефть с водой
 - according to the data of vertical seismic profiling: oil with water

Рисунок 4 – Внутрипластовый переток
Figure 4 – Intraformational cross flow

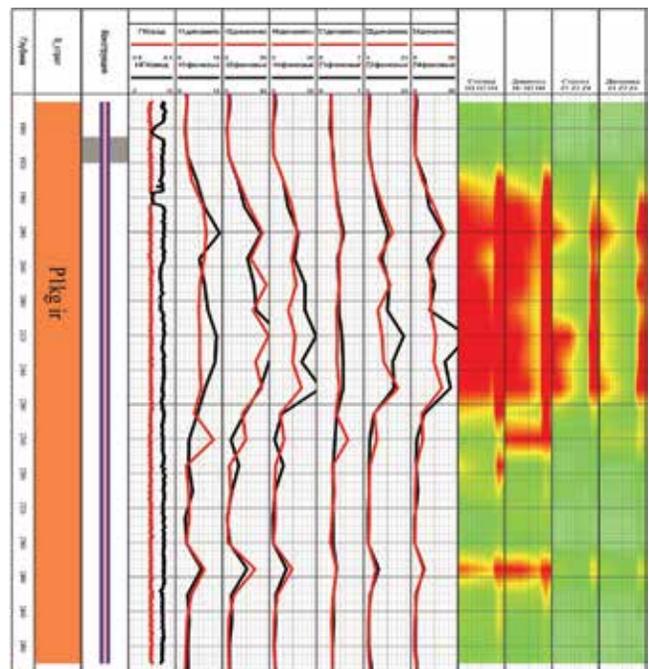


Рисунок 5 – Техногенное скопление углеводородов
Figure 5 – Man-caused accumulation of hydrocarbons

WAVE TECHNOLOGY

The method relies on the acoustic influence on production formations with wave energy based on a so-called Rayleigh wave created by a wellhead generator of elastic waves. The transmission of the Rayleigh wave via a continuous flow of the fluid at a however low level in the well into the productive formation allows to colmatage the wellbore zone of the reservoir formation and by doing so to eliminate the obstacle that prevents the fluid from coming out of the formation. The generator of elastic waves mounted at the wellhead via a wave duct – the production



или на перфорационную задвижку);

- увеличение приемистости и улучшение свойств коллекторов в несколько раз, что приводит к увеличению дебитов флюидов;
- возможность ввода скважины в эксплуатацию сразу после обработки пласта, не извлекая отражатель;
- равномерную обработку волнами всего коллектора, а при работах по интенсификации притока кислотами и т.д. – их проникновение во все участки интервала перфорации (в отличие от гидроразрыва);
- очистку внутренней поверхности НКТ волнами Рэлея во время обработки;
- как сопутствующий фактор, в результате этого хорошее прохождение приборов ГИС для контроля за разработкой месторождений;
- отсутствие высоких давлений в скважине и нежелательных побочных явлений;
- возможность расширить контур питания скважин за счет увеличения проницаемости коллектора и улучшить фильтрационную способность нефти;
- в результате вибродействия в работу включаются все пропластки, находящиеся в интервале перфорации.

tubing (Figure 6) filled with process fluid – sends the elastic wave to the treated section of the pay horizon. The generated wave transform into longitudinal, transversal and surface waves with the energy of 5–1500 J and the frequency of 0.5–80 Hz, passes through the wave duct, diverts in the flow-diverting device and ends up in the formation. Adequate acoustic matching of the fluidic wave duct with the formation contributes to the efficient impact on the deposit under treatment. Under the impact of high impulsive pressure the process medium penetrates into natural fractures, extends them and creates new ones according to the nature of fatigue fracturing (Figure 6). The advantages of the method of force waves can include:

- simplicity of equipment;
- easy installation due to the mounting of the equipment at the wellhead;
- blowout safety (equipment can be mounted on the blowout preventers or on the perforation ram);
- increase of the intake capacity and improvement of the reservoir characteristics several-fold, which leads to increased production rate;
- possibility to bring in the well immediately after formation treatment without recovering the diverting device;

Таблица 2 – Изменение приемистости и суточной добычи нефти в скважинах, в которых проводились работы УГСВ-3

Table 2 – Changes in the intake capacity and daily oil production rates in the wells where UGSV-3 operations (wellhead generator of force waves) were performed

№ скв. Well No.	Дебит до проведения УГСВ-3 общий, м ³ Flow rate before UGSV-3 total, m ³	Вода, нефть % Water oil %	В том числе нефть, м ³ Including oil, m ³	Приемистость до проведения УГСВ-3/и после м ³ /сут Intake capacity before and after UGSV-3, m ³ /day	Дебит после проведения УГСВ-3 (декабрь 2004 г.) м ³ Flow rate after UGSV-3 (December 2004), m ³	Вода, нефть, % Water oil, %	В том числе нефть, м ³ Including oil, m ³	Дебит после проведения УГСВ-3 (май 2005 г.) м ³ Flow rate after UGSV-3 (May 2005), m ³	Вода, нефть % Water oil, %	В том числе нефть, м ³ Including oil, m ³
17	6.6	17/83	5.4	240/560	15.4	61/39	6.0	48	73/21	10.0
41	Скважина не работала Well not in operation			65/324	11	62/38	4.2	Данных нет, затоплена площадка Data not available, flooded site		
210	39	42/58	2.2	288/360	145	57/43	6.2	15	48/52	7.8
232	75	53/47	35	720/поглощение 720/ absorption	11	65/35	3.8	30	87/13	3.9
20*	11	37/63	6.9		19	6/94	17.9	41	25/75	31
			23.9				38.1			52.7

* Увеличение дебита на скважине № 20 в результате интерференции после проведения УГСВ-3 на скважине № 17 (расстояние между скважинами – 500 м).

* Flow rate increased in the well No. 20 as a result of interference caused by UGSV-3 operations in the well No. 17 (distance between the wells is 500 m)

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ

Наиболее часто применяемый метод цементирования обсадных и эксплуатационных колонн – подъем цемента за колонной до устья. Но этот метод не дает стопроцентную гарантию

- uniform wave treatment of all the reservoir and – in case of acid stimulation operations – penetration of the waves into all sections of the perforation interval (as opposed to hydraulic fracturing);
- cleaning of the inner surface of the tubing using Rayleigh waves during treatment;

защиты от МКД. В процессе эксплуатации скважины под действием колебаний температуры и давления в цементной крепи начинают образовываться микротрещины, и этот процесс имеет прогрессирующую тенденцию. Дополнительным фактором, ведущим к появлению межколонных давлений (МКД), является плохое сцепление на границах колонна – цемент и цемент – стенка скважины.

Предлагается метод предупреждения появления МКД. Данный метод включает в себя следующее:

- крепление скважины путем прямой циркуляции с доходом тампонажного раствора выше башмака колонны из расчета $P_{пл. ст. столб ж-ти кольц. простр.} < P_{р-ра}$ ($\rho_{р-ра} = \text{до } 2,5 \text{ г/см}^3$) (рис. 7);
- уплотнение тампонажного раствора с применением устьевого генератора силовых волн (УГСВ-3), который монтируется на цементировочной головке и запускается в работу на 15–20 минут после достижения продавочной пробкой положения «стоп» (рис. 8). Упругие волны, созданные генератором, по волноводу (волноводом в данном случае является обсадная колонна и находящийся в ней продавочный раствор) распространяются на колонну, передаются тампонажному раствору (по типу вибратора, применяемого в строительстве для уплотнения бетона), при этом происходит усадка и уплотнение тампонажного раствора. Данная операция приводит к более качественному заполнению кольцевого пространства и сцеплению на границах колонна – тампонажный раствор и тампонажный раствор – стенка скважины;
- сразу после окончания периода ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) и оборудования устья скважины производится заполнение кольцевого пространства, свободного от тампонажного раствора вязкопластичным агентом на основе углеводородов (ВСН) методом замещения ($\rho_{буфр-ра} < \rho_{р-ра}$ ВСН). Этот процесс проводится до достижения полного замещения буферного раствора на ВСН (рис. 9).

Появление растрескивания в тампонажной крепи, а также возможные пропуски в резьбовых соединениях колонны в данном случае будут заполняться баритом и хризотилевым волокном, являющимися составной частью ВСН (рис. 10).

Контроль за размещением ВСН над цементным камнем производится ТК ГАК (рис. 11), его запись является также фоновой с целью дальнейшего контроля за состоянием геосреды в скважине и заколонных пространствах. В скважине с наличием МКД проводится комплекс ГИРС с применением ТК ГАК и магнитоимпульсного

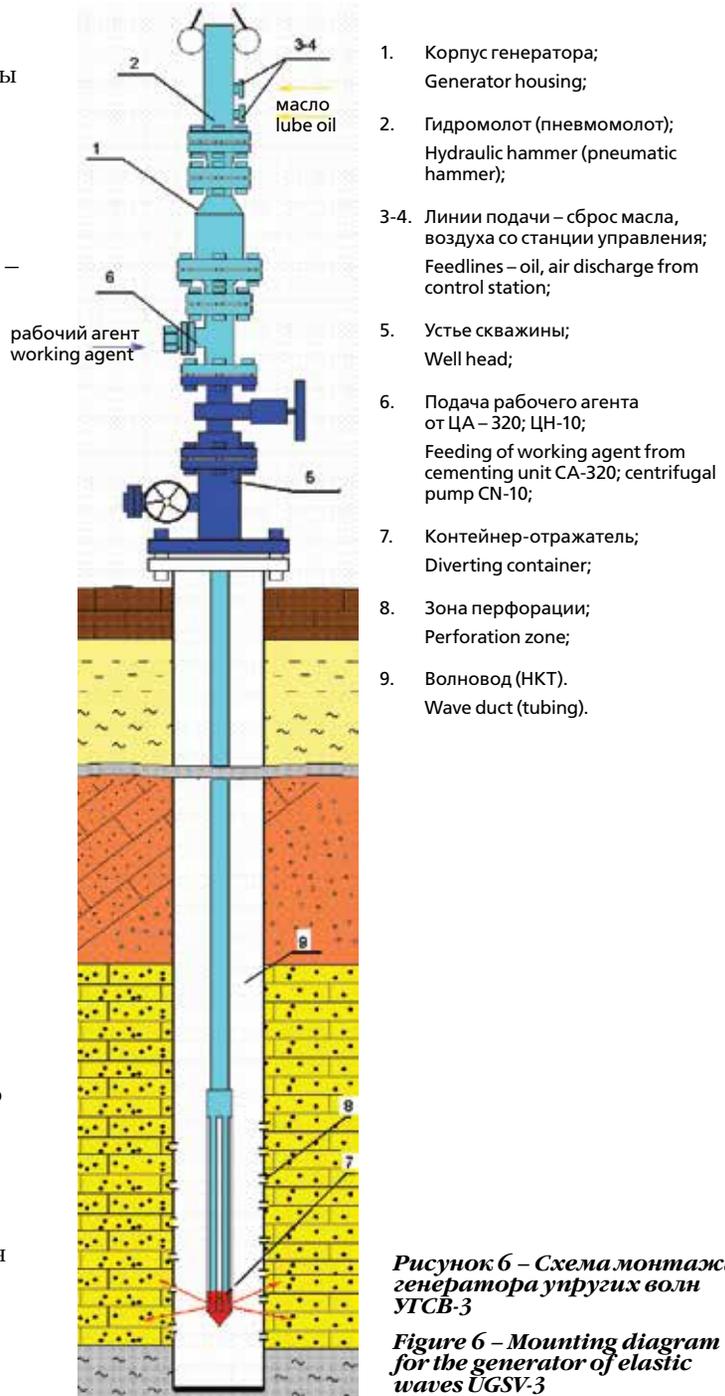


Рисунок 6 – Схема монтажа генератора упругих волн УГСВ-3

Figure 6 – Mounting diagram for the generator of elastic waves UGSV-3

- as a contributing factor, good passage of geophysical well logging tools for field management purposes;
- lack of high pressure in the well and undesirable side effects;
- possibility to expand the external boundary by increasing the reservoir permeability and to improve the filterability of oil;
- as a result of the vibration effect all interlayers in the perforation interval are engaged.

PREVENTION AND ELIMINATION OF INTERCASING PRESSURE

Placement of cement behind the casing up to the wellhead is most frequently used method of

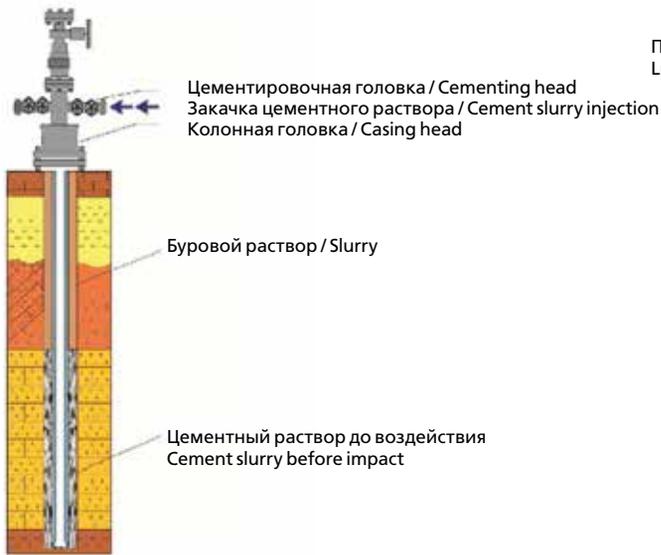


Рисунок 7 – Состояние заколонного пространства до воздействия

Figure 7 – Condition of the borehole annulus before the action

дефектоскопа (МИД-НМ), позволяющий определить техническое состояние колонн и найти источник МКД. По результатам ГИРС принимается решение о методе ликвидации МКД. На сегодняшний день существуют три эффективных метода ликвидации МКД:

- метод замещения с применением волновой технологии УГСВ-1 и ВСН, не имеющего в своем составе коррозионно-активных компонентов, при условии достаточно свободного от цементного камня интервала в кольцевом пространстве;
- метод закачки «в лоб» в межколонное пространство, при условии хорошей приемистости, с давлениями, не превышающими предельно допустимые

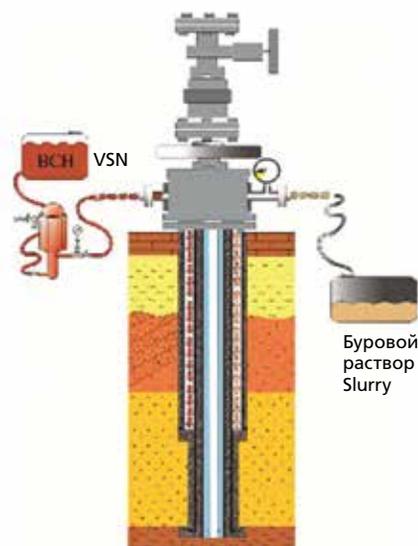


Рисунок 9 – Замещение буферного раствора на ВСН

Figure 9 – Replacement of buffer with VSN

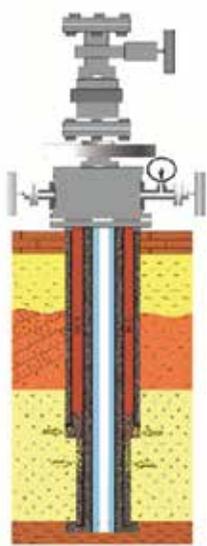


Рисунок 10 – Кольматация трещин

Figure 10 – Clogging of cracks

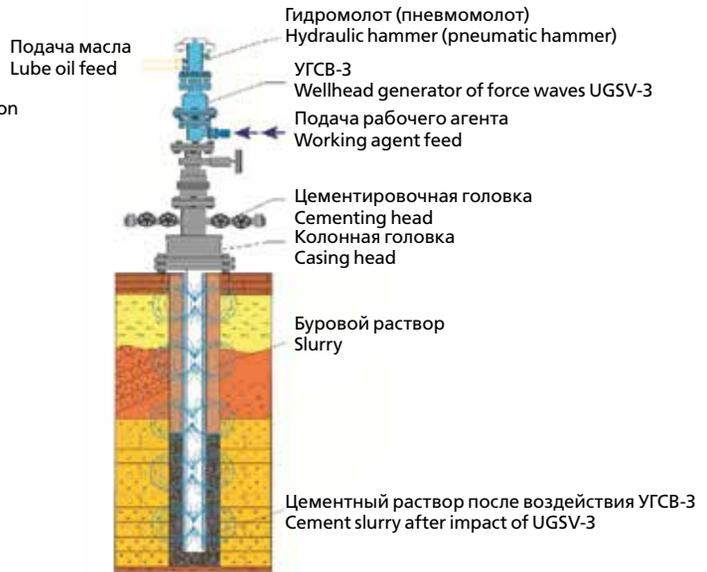


Рисунок 8 – Волновое воздействие на тампонажный раствор

Figure 8 – Wave action on cement slurry

cementing intermediate casings and production strings. But this method does not ensure complete protection against inter casing pressure. During the operation of the well under temperature fluctuations and pressure in the cementing, microfissures are formed and this process can progress. An additional factor causing inter casing pressure (ICP) is lack of bond at the boundaries between the casing and the cement and between the cement and the wellbore wall.

We propose the following method to prevent ICP which includes:

- cementing by means of direct circulation with the cement slurry yield above the casing shoe based on $P_{form.} < P_{stat. fluid column ann. space}$ ($\rho_{slurry} = \text{up to } 2.5 \text{ g/cm}^3$) (Figure 7);
- puddling of the cement slurry using the wellhead generator of force waves (UGSV-3) which is mounted on the cementing head and is put into operation for 15 to 20 minutes after the top cementing plug reaches the position 'stop' (Figure 8). The elastic waves created by the generator via the wave duct – which in this case is the intermediate casing and the displacement mud inside it – spread into the casing and are transferred to the cement slurry (similar to a vibrator used in construction for compaction of concrete); at the same time shrinkage and puddling of cement slurry occurs. This operation ensures better filling of the annular space and bonding at the boundaries between the casing and the cement slurry and between the cement slurry and the wellbore wall;
- immediately after waiting on cement (WOC) and wellhead equipment, the annular space free from the cement slurry is filled with a hydrocarbon-based viscoplastic agent (VSN) using a substitution method ($\rho_{buffer} < \rho_{VSN solution}$).

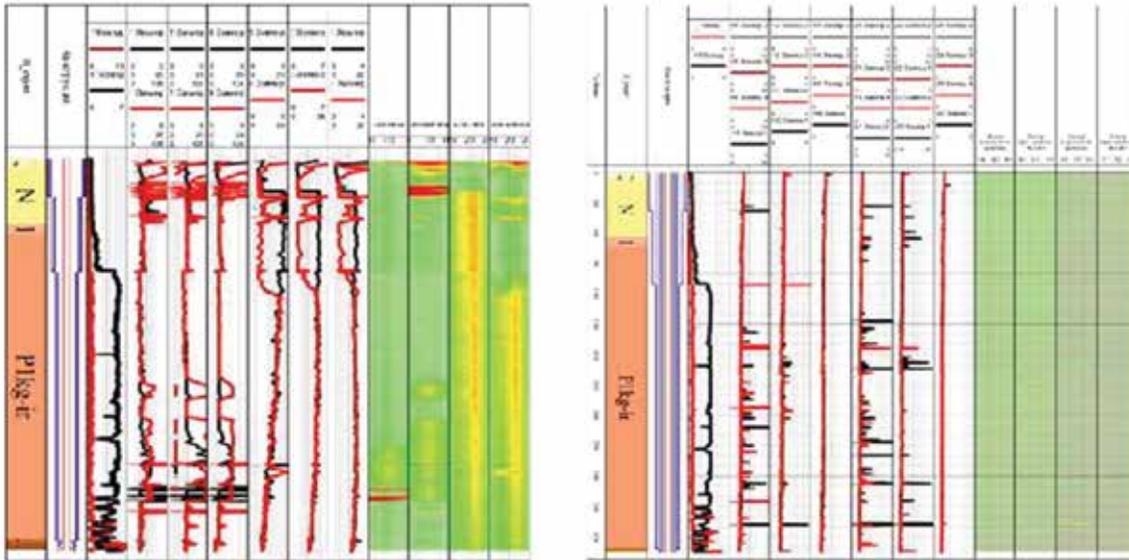
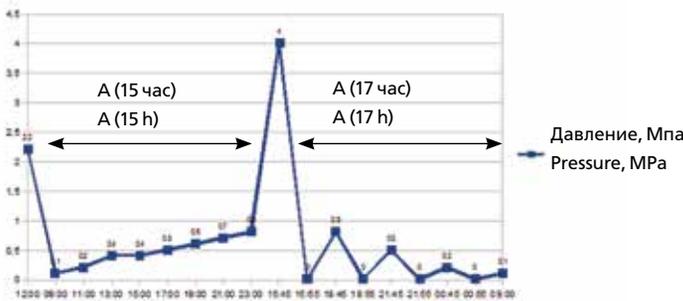


Рисунок 11 – Контроль за доходом ВСН при помощи ТКГЛК

Figure 11 – Control over VSN yield using TCGL



X1 – давление до начала работ по ликвидации МКД
 X2 – искусственное рабочее давление в процессе закачек
 А – Запись КВД (естественный рост давления)
 В – Запись КВД (ступенчатое стравливание)
 Первоначальное давление в скважине составило 2,2 МПа.

X1 – pressure before starting the operations to eliminate ICP
 X2 – artificial working pressure during injection
 A – Logging of pressure build-up (natural pressure buildup)
 B – Logging of pressure build-up (stepped bleeding)
 Initial pressure in the well was 2.2 MPa.

Рисунок 12 – График изменения давления в процессе закачки спецсостава до волновой обработки УТСВ

Figure 12 – Pressure curve during the injection of special solution before wave processing UGSV

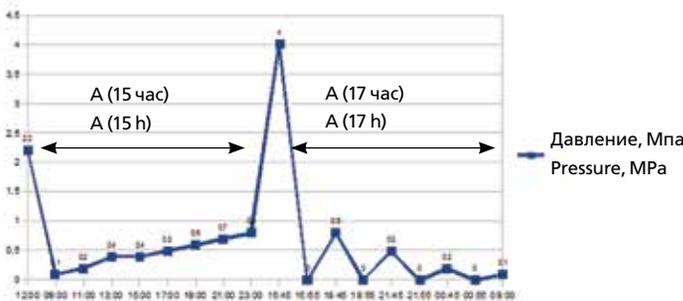


Рисунок 13 – График изменения давления после применения волновой обработки УТСВ в процессе закачки спецсостава

Figure 13 – Pressure curve after wave processing UGSV during the injection of special solution

для каждой колонны, отверждающего вязкопластичного агента, не имеющего в своем составе коррозионно-активных компонентов;

- метод закачки «в лоб» в межколонное пространство, при условии сверхнизкой приемистости ($MKP < 0,1 \text{ м}^3/(\text{час} \cdot \text{МПа})$), т.е. менее $2,4 \text{ м}^3$ в сутки при 10 МПа или менее $0,24 \text{ м}^3$ в сутки при 100 атм) с давлениями, не превышающими предельно

This process is continued until VSN completely replaces the buffer (Figure 9).

Cracks in the cement slurry and possible gaps in the threaded connections in this case will be filled with barite and chrysotile fibre that are part of VSN (Figure 10).

Control over the placement of VSN on the cement stone is performed via TCGL (Figure 11) with background logging to ensure subsequent control over the condition of the geological environment in the well and the bore-hole annulus. Wireline logging and operations using TCGL and a magnetic pulse detector (MID-NM) are carried out in the well with ICP which allows determining the technical condition of the casing and finding the source of ICP. Based on the results of the wireline logging and operations in the well a method of ICP elimination decided on. At present there are three efficient methods to eliminate ICP:

- substitution method using the wave technology UGSV-1 and VSN which does not contain highly corrosive components provided that the interval in the annular space is sufficiently free from



допустимые для каждой колонны не отверждающего вязкопластичного агента. При этом методе производится постоянная поддержка противодействия в межколонном пространстве (МКП) оборудованием, которое будет связано с колонной головкой и управляться дистанционно. Предлагаемая технология искусственно создает репрессию, поддерживает постоянное давление в МКП, которое компенсирует недостаток гидростатики среды в межколонном пространстве. Одновременно происходит доставка герметизирующего вязкопластичного агента к дефектам межколонной и заколонной крепи и к негерметичным участкам обсадных и эксплуатационных колонн, постоянно закупоривая и изолируя вновь и вновь образующиеся микрозазоры в резьбовых соединениях колонн, поверхности которых находятся в постоянных микроподвижках, возникающих из-за термобарического и вибрационного воздействия.

ООО «ПКФ «Недра-С» обладает штатом квалифицированных специалистов, имеющих значительный опыт работы с новейшим высокотехнологичным оборудованием и методиками в различных горно-геологических условиях в том числе, на месторождениях с высоким содержанием сероводорода и месторождении им. Ю. Корчагина, расположенного в шельфовой части Каспийского моря.

Таким образом, вышеприведенные решения задач определения межпластовых перетоков, определения источников МКД, и их ликвидация, на сегодняшний момент являются одними из наиболее эффективных и практически не имеющих аналогов в нефтегазовой отрасли. ☉

cement stone;

- bullhead injection into the inter-string space subject to good intake rate of the hardening agent which does not contain corrosive components and with pressure not exceeding the maximum allowable values for each string;
- bullhead injection into the inter-string space subject to ultra-low intake rate (inter-string space $< 0.1 \text{ m}^3/(\text{h}\cdot\text{MPa})$, i.e. not less than 2.4 m^3 per day at 10 MPa or less than 0.24 m^3 per day at 100 atm.) of not-hardening viscoplastic agent and with pressure not exceeding the maximum allowable values for each string. This method entails ensuring constant backpressure in the inter-string space using equipment which will be head-connected to the casing and controlled remotely. The suggested technology creates artificial overbalance, keeps constant pressure in the inter-string space which compensates for lack of hydrostatics in the inter-string space environment. At the same time sealing viscoplastic agent is delivered to the flawed places in the inter-string space and borehole annulus and to non-tight sections of intermediate casings and production string constantly plugging and isolating the newly appearing microgaps in the threaded connections of the casings whose surfaces are in perpetual micromotion caused by thermobaric and vibration action.

The personnel of the company Nedra-S are highly-skilled specialists with extensive experience in cutting-edge high-tech equipment and techniques working under different geological conditions including fields with high contents of hydrogen sulfide and the field named after Y. Korchagin located in the Caspian shelf.

The above solutions to the tasks of detecting cross flows between beds, identifying sources of ICP and their elimination at present are most effective and practically have no counterparts in the oil and gas industry. ☉

НАША СПРАВКА / OUR REFERENCE

Производственно-коммерческая фирма «Недра-С» создана в 2000 году представителем династии буровиков «Гундюрин-Новиков» (летоисчисление ведется с 1905 года) для предоставления сервисных услуг нефтегазодобывающей отрасли.

Основной деятельностью предприятия является проведение работ по диагностике технического состояния скважин, определение наличия заколонных и межколонных перетоков, увеличение дебита эксплуатационных скважин и ликвидация межколонных давлений, что и является управлением рисками в нефтегазовом секторе.

Production and trading company Nedra-S was founded in 2000 by the member of the drilling family Gundyurin-Novikov (history records have been kept since 1905) to provide gas and oilfield services.

The activities of the company focus on performing diagnostics of the technical condition of wells, detecting being-the-casing and inter-casing cross flows, increasing flow rates of production strings and elimination of inter-casing pressure, i.e. risk management in the oil and gas sector.