

# ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ В СКВАЖИНЕ И КОМПЛЕКС ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ИХ ДИАГНОСТИКИ

УДК 622.245.1+550.832+550.34.038

С.В. Кашкапеев, ООО ПКФ «Недра-С» (Астрахань, РФ), kashkapei@mail.ru

С.С. Новиков, ООО ПКФ «Недра-С», nedras@astranet.ru

В статье описаны проблемы межколонных давлений в скважинах нефтяных и газовых месторождений и рассмотрены основные причины их возникновения. Описаны главные пути миграции флюида в межколонное пространство и причины образования проводящих каналов в заколонном и межколонных пространствах. Проанализированы качество крепления скважины и состояние цементного камня в заколонном и межколонном пространствах. Представлен комплекс геофизических исследований для диагностирования источников межколонных давлений на разных режимах работы скважины с контролем устьевых давлений в трубном, затрубном и межколонных пространствах скважины.

Описаны возможности трехкомпонентного геоакустического каротажа. Представлены используемые в аппаратуре трехкомпонентного геоакустического каротажа датчики, позволяющие фиксировать интенсивность упругих волн в скважине в разных направлениях и широком частотном диапазоне. Обозначены причины формирования упругих волн в скважине и особенности звукообразования при фильтрации потока флюида. Рассмотрены амплитудно-частотные характеристики, отмечающиеся при фильтрации потока в коллекторах разного типа и структуры.

Представлен пример идентификации источника межколонных давлений на газоконденсатном месторождении методом трехкомпонентного геоакустического каротажа. Описан метод высокочувствительной термометрии и его возможности при диагностировании источников межколонных давлений. Продемонстрирована методика исследования скважин методами трехкомпонентного геоакустического каротажа и высокочувствительной термометрии на разных режимах для диагностирования источников межколонных давлений. Рассмотрены технология контроля устьевых давлений в трубном, затрубном и межколонных пространствах скважины и основные принципы изучения получаемой информации. Отмечены важность принятия решений по диагностированию источников межколонных давлений и эффективность предложенного комплекса исследований.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** МЕЖКОЛОННОЕ ДАВЛЕНИЕ, МЕЖКОЛОННОЕ ПРОСТРАНСТВО, ЦЕМЕНТНЫЙ КАМЕНЬ, ТРЕХКОМПОНЕНТНЫЙ ГЕОАКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ, ГЕОАКУСТИЧЕСКИЙ СИГНАЛ.

Проблема межколонных давлений (МКД) широко распространена в скважинах нефтяных и газовых месторождений. Межколонные давления образуются в результате перемещения некоторой массы флюида из высоконапорных пластов в межколонное пространство (МКП). Высоконапорные пласты могут быть насыщены водой, газом, нефтью. Происходит непрерывное перемещение в первую очередь газа из зон с высоким

давлением в зоны низкого давления.

Источниками МКД могут быть как продуктивные нефтяные и газовые пласты, так и водонасыщенные, не представляющие интереса для промышленной эксплуатации флюидонасыщенные пласты, которые обычно перекрываются обсадными колоннами.

Неуправляемые, искусственно вызванные межколонные

движения флюида возникают в результате появления в недрах проводящих путей. Такими путями могут быть аварийные стволы скважин, ликвидированные во время бурения, заколонное пространство (ЗКП) скважин, тектонические нарушения, а также негерметичность в элементах конструкции скважин. Далее перемещение происходит по пустотам и образовавшимся каналам в цементном камне, заполняю-

**Kashkapeev S.V.**, Production and Commercial Firm “Nedra-S” LLC (Astrakhan, Russian Federation),  
kashkapei@mail.ru

**Novikov S.S.**, Production and Commercial Firm “Nedra-S” LLC, nedras@astranet.ru

### Special features of the intercasing pressure formation in the well and set of studies for their diagnostics

The article describes the problems of intercasing pressure in oil and gas wells and considers their general reasons. The main ways of fluid migration to the tubing-casing annulus and the causes of the conducting channels formation in the outer annulus and tubing-casing annulus are described. The quality of the well casing and cement stone state in the outer annulus and tubing-casing annulus are considered. A set of geophysical studies is presented for diagnostics of the intercasing pressure sources at different operating modes of the well, with casing head pressure control in the tubing, annular space and tubing-casing annulus of the well.

The potential of three-component geoaoustic logging is described. The sensors used in the three-component geoaoustic logging equipment are presented, these sensors allow to fix the intensity of elastic waves in the well in different directions and wide frequency range. The reasons of the elastic waves formation in the well and the features of formation of sounds during the filtration of the fluid flow are indicated. The amplitude-frequency characteristics observed during flow filtration in reservoirs of different types and structures are considered.

The example of the identification of the source of intercasing pressure at the gas condensate field by three-component geoaoustic logging is given. The method of high-resolution temperature logging and its potential in diagnostics of intercasing pressure sources are described. The technique of well investigation with the methods of three-component geoaoustic logging and high-resolution temperature logging at different modes for diagnostics of the intercasing pressure sources is demonstrated. The technology of well head pressure control in the tubing, annular space and tubing-casing annulus of the well and the basic principles of the obtained information studying are considered. The importance of making decisions on diagnostics of the intercasing pressure sources and the effectiveness of the proposed set of studies is noted.

**KEYWORDS:** INTERCASING PRESSURE, TUBING-CASING SPACE, CEMENT STONE, THREE-COMPONENT GEOAUSTIC LOGGING, GEOAUSTIC SIGNAL.

щем МКП. Движущая сила обусловлена перепадом давлений. Флюид движется с определенной скоростью, обычно снизу вверх, заполняя пустоты МКП и повышая в нем давление. Прорыв флюида на поверхность может привести к катастрофическим последствиям, взрывам и пожарам, нарушению нормальной эксплуатации скважин и месторождения в целом.

Заколонное и межколонное пространства (под ЗКП подразумевается кольцевое пространство между породой и любой спущенной обсадной колонной, под МКП – кольцевое пространство между обсадными колоннами, спущенными в скважину) часто представляют собой хороший проводящий канал для движения флюида. В ЗКП и МКП флюид может двигаться вдоль плоскости неполного контакта цемента с породой и цемента с колонной, а также через пористую среду цементного камня.

Основной причиной образования МКД, заколонных и межпластовых перетоков, осложняющих

бурение и эксплуатацию скважин, является некачественное крепление скважин [1–5]. Состояние цементного кольца в ЗКП и МКП имеет решающее значение при образовании МКД в скважинах.

Газопроницаемость цементного камня обусловлена значительной пористостью. Объем пор в схватившемся цементе достигает 20–40 % [6]. Вместе с тем наличие пористого пространства не обуславливает проницаемости, так как для этого необходима капиллярная связь между порами, которая может образовываться вследствие высоких давлений, температуры, коррозии [2–5, 7].

Промысловая практика подтверждает, что тампонирующие вещества, применяющиеся при строительстве скважины, в современных условиях остаются проницаемыми, но расход газа при фильтрации через них в ЗКП и МКП не может быть большим.

Существование разветвленной сети поровых и проницаемых каналов в цементном камне ЗКП и МКП скважин способствует филь-

рации флюида из высоконапорных пластов и образованию МКД.

Образованию и нарастанию МКД в скважинах могут способствовать изменения в цементном камне, происходящие под воздействием механических (физических) и физико-химических процессов, протекающих при испытании скважин, разработке и эксплуатации месторождений, а также геологические особенности месторождений, наличие тектонических нарушений, аномально высокие пластовые давления.

Учитывая, что основной целью цементирования нефтяных и газовых скважин является создание сплошной и непроницаемой изолирующей среды между различными горизонтами вскрытого разреза месторождения, к причинам образования проводящих каналов в ЗКП и МКП можно отнести следующие условия: цемент отсутствует; цементный камень плохого качества; высота подъема цементного камня недостаточна; имеются негерметичности в элементах конструкций скважин (на-

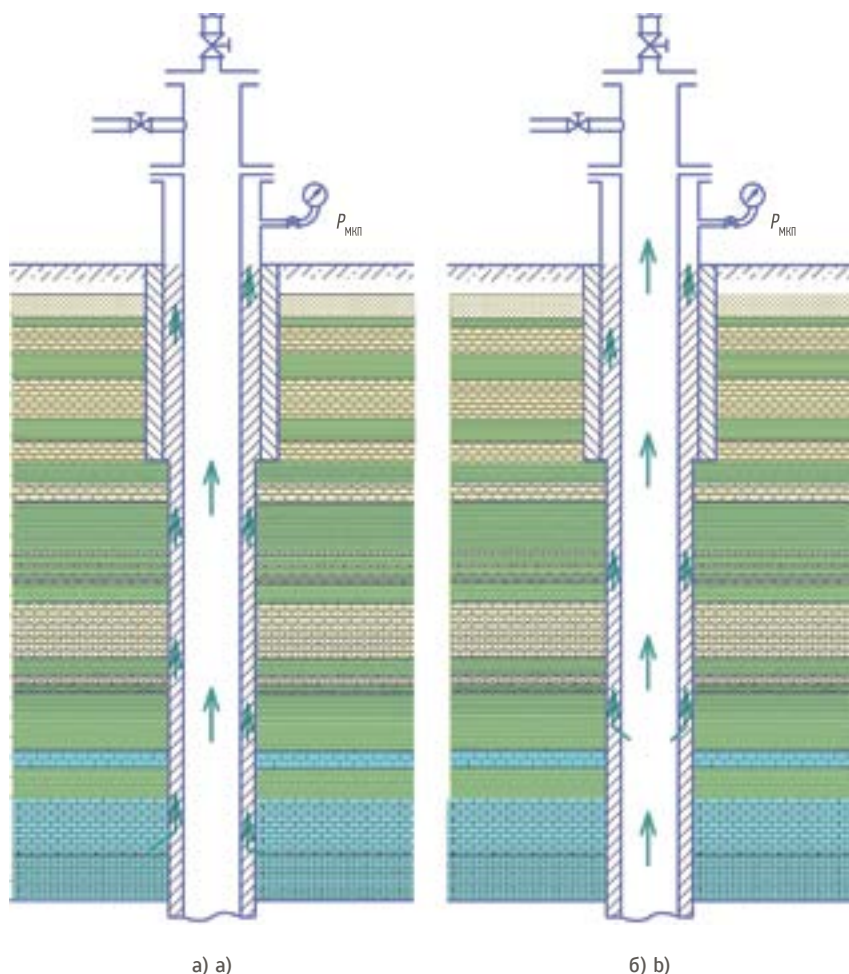


Рис. 1. Схема возможных перетоков в МКП и ЗКП: а) перемещение флюида из пласта по каналам в цементном камне ЗКП и МКП к устью скважины; б) перемещение флюида через негерметичности в эксплуатационной колонне и далее по каналам в цементном камне ЗКП и МКП к устью скважины

Fig. 1. Scheme of possible overflows in the tubing-casing space and casing string annulus: a) movement of fluid from reservoir along the channels in the cement stone of casing string annulus and tubing-casing space to the wellhead; b) movement of fluid through leaks in the production casing and then through the channels in the cement stone of casing string annulus and tubing-casing space to the wellhead

пример, в муфтовых соединениях, уплотнениях устьевого обвязки). На рис. 1 приведены наиболее распространенные случаи образования МКД в практике бурения и эксплуатации скважин.

Для предупреждения появления и успешной борьбы с МКД в скважинах важно своевременно выявить начавшийся процесс миграции флюида. Необходимо вовремя определить источник МКД, направление движения потока по структуре, ЗКП и МКП.

В настоящее время не существует единой отработанной методики выявления источников МКД. На каждом месторождении

по мере необходимости применяются различные приемы выявления источников МКД и борьбы с ними.

Своевременное обнаружение перетоков и источников МКД в скважине на хорошо изученных разрабатываемых месторождениях возможно при помощи гидрогеохимических исследований. Но состав флюида в МКП во время разработки и миграции к устью скважины может значительно изменяться.

Количественные изменения состава флюида могут происходить при движении его по поровому пространству среды МКП, одно-

временном проявлении нескольких источников, при смешивании с техническими реагентами, при взаимодействии с металлом обсадных колонн скважины, в результате дегазации во время отбора и хранения проб и т. д. Все это затрудняет определение естественного состава флюида и, как следствие, выявление источника.

#### КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для идентификации источников МКД разработан комплекс геофизических исследований на разных режимах работы скважины с контролем устьевых давлений в трубном, затрубном и межколонных пространствах скважины.

Комплекс геофизических исследований включает метод трехкомпонентного геоакустического каротажа (ТК ГАК) или его модификацию – спектральный трехкомпонентный каротаж микровибрации геосреды, а также высокочувствительную термометрию.

Трехкомпонентный геоакустический каротаж основан на измерении амплитудного уровня геоакустической эмиссии в скважине [8–10]. Прибор ТК ГАК оснащен тремя высокочувствительными датчиками-акселерометрами, которые позволяют фиксировать интенсивность упругих волн в скважине в частотном диапазоне от 100 до 5000 Гц. За счет максимальной чувствительности датчиков к колебаниям, параллельным его главной оси, и слабой поперечной чувствительности конструктивное расположение датчиков в приборе ТК ГАК позволяет фиксировать интенсивность упругих волн в скважине, природа которых обусловлена процессами геодинамики и технологическими процессами, связанными с разработкой месторождений, в вертикальном и горизонтальном направлениях.

Упругие волны в скважине формируются в основном за счет движения пластовых флюидов



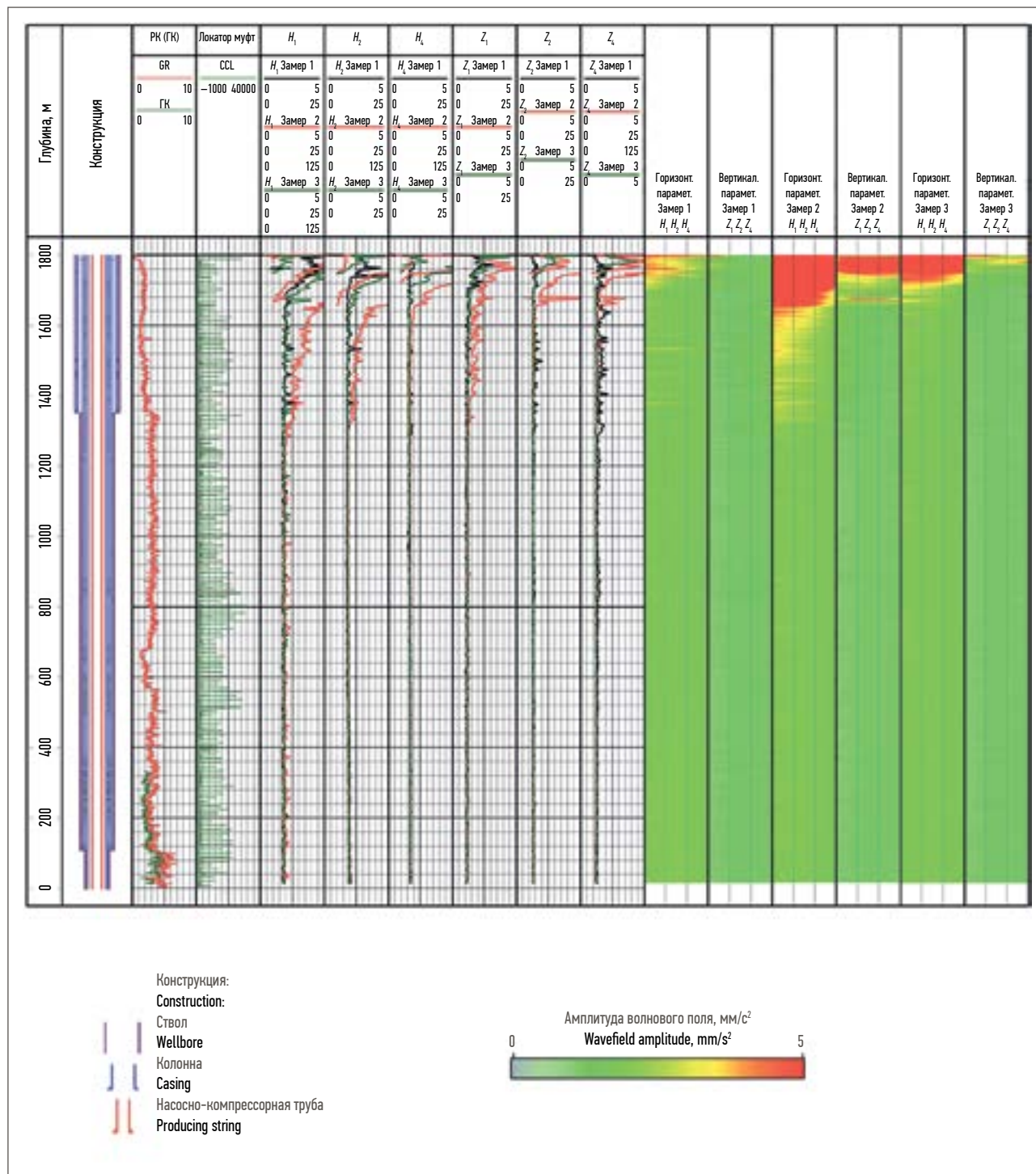


Рис. 2. Пример идентификации источника МКД методом ТК ГАК на газоконденсатном месторождении Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: замер 1 – фоновый; замер 2 – при стравливании МКД из МКП 244,48 × 177,8 мм; замер 3 – при восстановлении давления в МКП 244,48 × 177,8 мм  
Fig. 2. Example of identification of the intercasing pressure source at the gas condensate field by three-component geoaoustic logging at the field of the West Siberian oil and gas province: measurement 1 – background; measurement 2 – intercasing pressure releasing in the tubing-casing space 244.48 × 177.8 mm; measurement 3 – intercasing pressure recovery in the tubing-casing space 244.48 × 177.8 mm

в пористых средах (коллекторах), в ЗКП по каналам различной природы и при движении в стволе скважины. Интенсивность

и спектр этих шумов зависят от упругих свойств окружающей породы, реологических свойств флюидов, конструктивных эле-

ментов скважинного оборудования, расхода флюида, абсолютного давления и градиента давления в канале, формы и размеров

каналов, по которым движется флюид. Наиболее высокая интенсивность упругих волн характерна для движения свободного газа по каналам малого диаметра с переменной траекторией и при высоком градиенте давления.

Изучению вопроса звукообразования при фильтрации потока флюида посвящен целый ряд работ [11, 12]. Известно, что потоки нефти, воды и газа при прочих равных условиях имеют различные спектры шумов, причем для газа характерен высокочастотный спектр, для нефти и воды – более низкочастотный.

Независимо от состава интервалы ЗКП, по которым движется флюид, на общем виброакустическом поле выделяются повышенным уровнем шума, что безусловно используется для выделения интервалов заколонной циркуляции. Аналогичная картина наблюдается в интервалах притока флюида в ствол скважины, независимо от притока через интервал перфорации или через место нарушения герметичности эксплуатационной колонны.

Амплитудно-частотные характеристики фильтрационного потока прежде всего определяются структурой и типом коллектора, при этом скорость фильтрации практически не влияет на спектр шума, но отмечаются изменения уровня амплитуды шума. Как правило, в трещиновато-пористых коллекторах поток фильтруется через трещиноватое пространство и максимум спектра гидродинамического шума лежит в пределах первых единиц кГц. В случае когда поток фильтруется через поры и трещины одновременно, появляются шумы в области более высоких частот. Местоположение интервала фильтрационного течения определяется относительным изменением уровня звукового давления для каждой из частот.

Зафиксированные геоакустические сигналы методом ТК ГАК

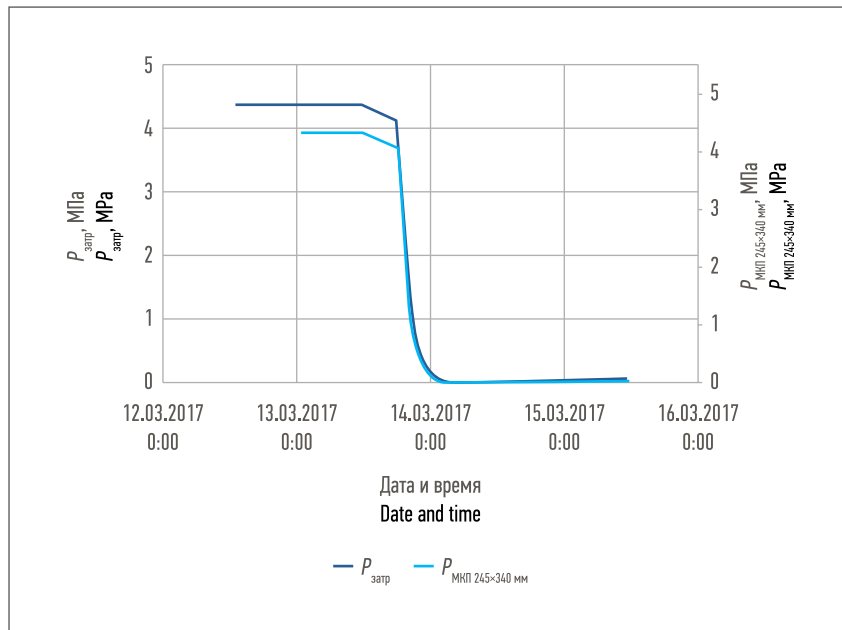


Рис. 3. Изменение давления в затрубном пространстве скважины при стравливании давления из МКП  
Fig. 3. Pressure change in the annular space of the well during pressure releasing from the tubing-casing annulus

в трех направлениях на различных режимах позволяют сравнить их по амплитуде, частотному диапазону и представить в виде измеренных и расчетных параметров (рис. 2). На примере представлена конструкция скважин, геофизические исследования (гамма-каротаж – ГК) вскрытого разреза скважин, локатор муфт (CCL) эксплуатационной колонны, параметры ТК ГАК ( $H_1, H_2, H_4, Z_1, Z_2, Z_4$ ) и амплитуда волнового поля с горизонтальных и вертикального датчиков. Увеличение уровня сигналов на представленных параметрах ТК ГАК указывает на переток газожидкостной смеси из затрубного пространства в МКП скважины.

#### ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДА

Изучение геоакустических сигналов, зарегистрированных в трех направлениях методом ТК ГАК при различных геолого-промысловых условиях, позволяет всесторонне изучить процесс флюидодинамики, идентифицировать природу возникновения упругих волн в скважине и принимать решение об их тех-

ническом их состоянии, решать практические задачи по определению движения флюида в ЗКП, внутрипластовых и межпластовых перетоков, диагностике МКД. Данная методика является весьма эффективной при проведении временных замеров, так как вследствие интенсивной разработки и падения пластового давления изменяется качество цементного камня и интенсивность заколонных перетоков может значительно меняться.

Высококчувствительная термометрия основана на изучении теплового поля в скважине. По изменению температурного градиента можно сделать выводы о наличии циркуляции флюида от источника по ЗКП и МКП.

Температура при фильтрации газа вследствие большого расширения падает. Фильтрация жидкости отмечается увеличением температуры, так как перепад давлений расходуется на преодоление сил трения. Известно, что при депрессиях около 10 МПа температура нефти может увеличиваться, а газа – уменьшаться на 4–5 °С.

Методика исследований включает спуск приборов ТК ГАК и высокочувствительной термометрии в скважину и проведение исследований на разных режимах:

– фоновое исследование (исследование в заблаговременно оставленной скважине) позволяет зарегистрировать естественный амплитудный уровень геоакустической эмиссии и тепловое поле в скважине;

– динамическое исследование (при снижении МКД на устье скважины и динамическое исследование – при восстановлении давления в МКП скважины) позволяет идентифицировать источник, флюид на данных режимах исследования скважины начинает движение от источника по ЗКП и МКП скважины, что фиксируется высокочувствительной аппаратурой.

Контроль давления в МКП, затрубном и трубном пространствах

на устье скважины можно проводить цифровыми регистраторами давления, которые устанавливаются до начала геофизических исследований и снимаются после их проведения. В случае изменения величины давления в соседнем межколонном, затрубном или трубном пространствах можно судить о связи двух или более пространств (рис. 3). Связь может происходить через уплотнения в устьевом оборудовании, а также через негерметичности в обсадных колоннах и элементах подземного оборудования.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Межколонные давления возникают в результате вмешательства в естественное течение физических процессов, происходящих в замкнутом резервуаре месторождения. Для каждого месторождения характерны индивиду-

дуальные закономерности, при этом особую опасность представляют месторождения с наличием агрессивных компонентов и аномально высокими пластовыми давлениями. Многие из таких месторождений находятся в непосредственной близости от населенных пунктов и уникальных природных зон, поэтому потенциально опасной можно считать любую величину МКД в скважинах различных назначений и категорий. Предложенное комплексное исследование скважин дает возможность своевременно обнаружить перетоки и идентифицировать источники МКД, что, в свою очередь, позволяет оперативно принять меры по их устранению, сократив риск образования чрезвычайных ситуаций и создав условия для нормальной разработки и эксплуатации месторождения. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Агадуллин И.И., Игнатьев В.Н., Сухоруков Р.Ю. Экологические аспекты негерметичности заколонного пространства в скважинах различного назначения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 4. С. 82–90.
2. Агисhev А.П. Межпластовые перетоки газа при разработке газовых месторождений. М.: Недра, 1966. 204 с.
3. Булатов А.И. О природе межтрубных газо-, водо- и нефтепроявлений // Газовая промышленность. 1996. № 12. С. 24–27.
4. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1983. 255 с.
5. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. М.: Недра. 1990. 409 с.
6. Требин Ф.А. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах. М.: Гостоптехиздат, 1959. 161 с.
7. Липовецкий А.Я., Данышевский В.С. К вопросу о долговечности цементного камня в скважинах малого диаметра // В кн.: Опыт бурения скважин уменьшенного и малого диаметра. М.: ГосИНТИ, 1962. С. 88–123.
8. Троянов А.К., Иголкина Г.В., Астраханцев Ю.Г., Баженова Е.А. Трехкомпонентный геоакустический каротаж для контроля при разработке газовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 2. С. 53–58.
9. Таланкин А.К. Применение трехкомпонентного геоакустического каротажа для решения геологических и технических задач при разработке газоконденсатных месторождений // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. № 2. С. 107–122.
10. Патент № 2123711 РФ. Устройство для измерения геоакустических шумов в скважине / Ю.Г. Астраханцев, А.К. Троянов. Заявл. 11.03.1997, опубл. 20.12.1998 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.freepatent.ru/patents/2123711> (дата обращения: 26.07.2018).
11. Марфин Е.А. Скважинная шумометрия и виброакустическое воздействие на флюидонасыщенные пласты. Казань: Казанский ун-т, 2012. 44 с.
12. Николаев С.А., Овчинников М.Н. Генерация звука фильтрационным потоком в пористых средах // Акустический журнал. 1992. Т. 38. № 1. С. 114–118. <https://elibrary.ru/contents.asp?id=33364488>

#### REFERENCES

1. Agadullin I.I., Ignatiev V.N., Sukhorukov R.Yu. Environmental Aspects of the Leakage Annulus in the Wells for Various Purposes. Elektronnyy nauchnyy zhurnal "Neftegazovoe delo" = Electronic Scientific Journal "Oil and Gas Business", 2011, No. 4, P. 82–90. (In Russian)
2. Agishev A.P. Interstratal Gas Flows during the Development of Gas Fields. Moscow, Nedra, 1966, 204 p. (In Russian)
3. Bulatov A.I. On the Nature of the Shell-Side Gas, Water and Oil Manifestations. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 1996, No. 12, P. 24–27. (In Russian)
4. Bulatov A.I. Technology of Cementing of the Oil and Gas Wells. Moscow, Nedra, 1983, 255 p. (In Russian)
5. Bulatov A.I. Formation and Work of Cement Stone in the Well. Moscow, Nedra, 1990, 409 p. (In Russian)
6. Trebin F.A. Filtration of Liquids and Gases in Porous Media. Moscow, Gostoptekhizdat, 1959, 161 p. (In Russian)
7. Lipovetsky A.Ya., Danyushevsky V.S. On the Issue of the Durability of Cement Stone in Small-Diameter Wells. Experience in Drilling Wells of Reduced and Small Diameter. Moscow, GosINTI, 1962, P. 88–123. (In Russian)
8. Troyanov A.K., Igolkina G.V., Astrakhantsev Yu.G., Bazhenova E.A. Three-Component Geo-Acoustic Logging for Checking of Gas Deposits Development. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics, and Development of Oil and Gas Fields, 2012, No. 2, P. 53–58. (In Russian)
9. Talankin A.K. The Application of Threecomponent Geoaoustic Logging in Order to Determine and Solve Geological and Technical Objectives in Gas Condensate Fields. Electronic Scientific Journal "Oil and Gas Business", 2013, No. 2, P. 91–106.
10. Patent No. 2123711 RF. Device for Measurement of Geoaoustic Noise in the Well. Yu.G. Astrakhantsev, A.K. Troyanov. Submit March 11, 1997, published December 20, 1998 [Electronic source]. Access mode: <http://www.freepatent.ru/patents/2123711> (access date: July 26, 2018). (In Russian)
11. Marfin E.A. Well Noise Logging and Vibroacoustic Impact on Fluid-Saturated Reservoirs. Kazan, Kazan University, 2012, 44 p. (In Russian)
12. Nikolaev S.A., Ovchinnikov M.N. Sound Generation by a Filtration Flow in Porous Media. Akusticheskiy zhurnal = Acoustic Journal, 1992, Vol. 38, No. 1, P. 114–118. (In Russian)