

northwest Scythian and Turanskaya of plates)] // Conditions of formation of large zones of oil and gas accumulation. – M: Science, 1985. – P. 168-175.

16. Grigorovich V.Ya. Kollektory nefti i gaza Astrahanskogo Prikaspiya [Collectors of oil and gas of Astrakhan Prikaspiya] / V.Ya. Grigorovich, I.A. Mitalev, O.I. Serebryakov // *Geology, geography and global energy: materials 18 international Scientific and technical conference*. Publishing house: Astrakhan University, 2009. – P. 60-63.

17. Gubkin I.M. Uchenie o nefti. - Izdanie tret'e [The doctrine about oil. - Edition third]. Editorial board: A.A. Trofimuk, N.B. Vassoyevich, M.I. Varentsov, V.D. Nalivkin, A.A. Bakirov. Moscow, Science, 1975.

18. Smirnova T.S., Bystrova I.V., Fedorova N.F., Mangaladze R.T. sobenosti paleotektonicheskogo razvitiya Astrahanskogo svoda i perspektivy neftegazonosnosti zapadnoj chasti Prikaspijskoj vpadiny [Features of paleotectonic development of Astrakhan Anticline and prospect of oil-and-gas content of the western part of Caspian Depression] // *Geology, geography and global energy*. Astrakhan University publishing house. – Astrakhan, 2017. – No. 3 (66). – P. 79-89.

19. Fedorova N.F., Bystrova I.V., Smirnova T.S. Mezozojskie otlozheniya Severo-Zapadnogo Prikaspiya – kak ob'ekt dorazvedki uglevodородного syr'ya [Mesozoic deposits of Northwest Prikaspiya – as subject to additional exploration of hydrocarbonic raw materials] // "A subsoil of Kalmykia – are unique and interesting": scientifically – the practical conference devoted to the 80 anniversary of the doctor of geological and mineralogical sciences, professor S.S. Kumeev / compiler: Eviyev V. A, etc. – Elista: Publishing house of the Kalmyk university, 2017. – P. 56-59.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ ИСТОЧНИКОВ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ В СКВАЖИНАХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Горбачева Ольга Анатольевна, кандидат технических наук, доцент, Астраханский государственный технический университет, 414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 16, e-mail: ogorb1964@mail.ru

Егорова Елена Валерьевна, кандидат технических наук, доцент, Астраханский государственный технический университет, 414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 16, e-mail: egorova_ev@list.ru

Журавлев Геннадий Иванович, кандидат технических наук, доцент, Астраханский государственный технический университет, 414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 16

Минченко Юлия Сергеевна, кандидат технических наук, доцент, Астраханский государственный технический университет, 414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 16, e-mail: minchenko.yuliya@inbox.ru

Одной из основных проблем эксплуатации скважин, в промышленной практике, остается возникновение межколлонных давлений в зацементированном кольцевом пространстве и заколонных перетоков. В связи с этим возникает ряд осложнений, приводящих к разгерметизации устьевого оборудования, образованию грифонов, межпластовых перетоков и техногенных залежей. Своевременное высокоточное диагностирование геолого-технических причин и источников появления межколлонных давлений в скважинах любого назначения и категории, позволит предотвратить возникновение подобных осложнений. Несмотря на актуальность данной проблемы, до настоящего времени универсальные методы исследования многокомпонентных флюидов межколлонное пространство для диагностики источника межколлонного давления в скважинах отсутствуют. В статье проведен анализ современных методов и способов диагностики межколлонного давления и перетоков, позволяющих на ранней стадии предотвратить последствия, вызванные негерметичностью межколлонного и заколонного пространства эксплуатационных скважин на нефтяных и газовых месторождениях.

Ключевые слова: межколлонное пространство (МКП), межколлонные давления (МКД), перетоки в заколонном пространстве и пристволенной зоне, геофизические исследования скважин (ГИС), ГИС-контроль, радиоизотопные индикаторы (РАИ), акустический контроль качества цементирования (АКЦ)

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THE USE OF MODERN METHODS OF DIAGNOSTICS OF SOURCES OF INTERCOLONIC PRESSURE IN OIL AND GAS DEPOSITS

Gorbacheva Olga A., C.Sc. in Engineering, Associate Professor, Astrakhan State Technical University, 16 Tatishchev st., Astrakhan, 414056, Russian Federation, e-mail: ogorb1964@mail.ru

Egorova Elena V., C.Sc. in Engineering, Associate Professor, Astrakhan State Technical University, 16 Tatishchev st., Astrakhan, 414056, Russian Federation, e-mail: egorova_ev@list.ru

Zhuravlev Gennady I., C.Sc. in Engineering, Associate Professor, Astrakhan State Technical University, 16 Tatishchev st., Astrakhan, 414056, Russian Federation

Minchenko Yuliya S., C.Sc. in Engineering, Associate Professor, Astrakhan State Technical University, 16 Tatishchev st., Astrakhan, 414056, Russian Federation, e-mail: minchenko.yuliya@inbox.ru

One of the main problems in the operation of wells, in field practice, is the occurrence of annular pressures in the cemented annular space and behind-the-casing flows. In this connection, a number of complications arise that lead to depressurization of wellhead equipment, the formation of grifins, interfacial flows and technogenic deposits. Timely high-precision diagnostics of geological and technical causes and sources of occurrence of annular pressures in wells of any purpose and category will prevent the occurrence of such complications. Despite the urgency of this problem, until now there are no universal methods for studying multicomponent annular space fluids for diagnosing the source of annular pressure in wells. The article analyzes the modern methods and methods for diagnosing annular pressures and power flows, which at an early stage prevent the consequences caused by the leakage of the annular and annular space of production wells in oil and gas fields.

Keywords: annular space (MCP), annular pressure (MCD), flows in the annular space and near-well zone, well logging (GIS), GIS control, radioisotope indicators (RIA), acoustic quality control of cementing (AST)

В мировой промышленной практике основным индикатором нарушения герметичности изоляционного комплекса скважины является наличие давления в зацементированном кольцевом межколонном пространстве (МКП). Межколонные давления (МКД) в скважинах возникают и развиваются в различные промежутки времени после окончания цементирования обсадных колонн.

Из осложнений, связанных с МКД, наиболее опасными являются:

- неконтролируемое поступление пластового флюида в МКП, с дальнейшим его выходом к устью скважины, создающее угрозу разгерметизации устьевого оборудования, и возникновение неуправляемого фонтана;
- нарушения целостности обсадных колонн, что может привести к выходу флюида на дневную поверхность за скважиной – т.е. к образованию грифонов;
- гидроразрыв пластов в зоне установки башмака внешней обсадной колонны, что приведет к межпластовым перетокам, вторичной загазованности вышележащих отложений, образованию техногенных залежей.

Таким образом, для предупреждения возникновения аварийных ситуаций и контроля качества разобщения пластов при разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа, необходимо проводить диагностирование геолого-технических причин и источников появления МКД в скважинах любого назначения и категории.

От эффективности диагностических исследований зависит достоверность выводов об источниках и причинах возникновения МКД. Своевременное и точное обнаружение источника поступления флюида в МКП скважины является основой для проведения работ по ликвидации или ограничению МКД, т.е. по снижению технической и экологической опасности. Однако, несмотря на актуальность данной проблемы, до настоящего времени универсальные методы исследования многокомпонентных флюидов МКП для диагностики источника МКД в скважинах отсутствуют.

Для определения источника МКД нефтяные и газовые добывающие компании используют различные способы и методы исследований скважин.

Основной целью геофизических исследований (ГИС) эксплуатационных скважин с МКД является получение достоверной информации о состоянии крепи скважины, наличии перетоков в заколонном пространстве и приствольной зоне. Для определения миграционных каналов межпластового перетока флюидов (или в интервале пласт-устье) в практике геофизических исследований использовали закачку в МКП жидких изотопов или радиоактивных короткоживущих элементов типа радоновой жидкости [6]. Однако, этот способ применим в тех случаях, когда имеется достаточный объем поглощений, практика показывает неэффективность данной технологии в связи с отсутствием или ничтожно малой приемистостью кольцевого пространства.

На Астраханском ГКМ успешно применяется запатентованный способ определения межпластовых перетоков с помощью радиоизотопных индикаторов (РАИ) [7]. Метод основан на том, что РАИ-индикаторы, представляющие собой капсулы с радионуклидом ^{22}Na , устанавливаются на обсадных колоннах над проявляющимися пластами. После окончания цементирования капсулы саморазрушаются и радиоактивный раствор диффундирует в МКП по всему сечению цементного кольца. Контроль заключается в регистрации движения радиоизотопа ^{22}Na и осуществляется методом гамма-каротажа с использованием стандартного оборудования (при

отсутствии подземного оборудования) или скважинной автономной аппаратуры с твердотельной памятью (СААТП), спускаемой в колонну НКТ и объединяющей в себе электротермометрию и гамма-метод исследований. Основным недостатком данного метода является естественный распад радионуклида в течение 5 лет, после чего контроль прекращается.

Для изучения технического состояния скважин широко используются методы промысловой геофизики (ГИС) [5, 6]. ГИС-контроль за состоянием эксплуатационной колонны (ЭК) и подземного оборудования в газовой скважине проводится через лифтовую колонну НКТ по всему стволу скважины. При этом используются термометрические методы (Т, ВТ), позволяющие регистрировать температурные колебания в скважине, вызванные перетоками флюидов по МКП. Однако применение этих методов для выявления источников возникновения МКД и установления конкретных интервалов межколонных перетоков ограничено величинами дебитов флюидов – перетоки при дебитах менее 100–150 м³ / сут фиксировать этими методами затруднительно, из-за малой разрешающей способности существующей аппаратуры. Для новых, т.н. интеллектуальных месторождений, предлагается использование внутрискважинных оптоволоконных автономных датчиков давления и температуры.

Наиболее информативными, по общему мнению, являются ГИС, проводимые при строительстве или КРС [2, 7], т.е. при отсутствии НКТ и ПО в скважине:

- нейтронный гамма-метод (НГК), позволяющий определить присутствие в МКП газо-жидкостного флюида и реже – водонефтяного контакта, а также оценить пористость цементного камня;
- нейтрон-нейтронный метод (ННК), являющийся более чувствительным к содержанию в МКП ионов хлора и водорода, позволяющий фиксировать в МКП присутствие рапы (основной компонент – хлорид натрия) и углеводородов, а также оценить пористость цементного кольца;
- метод акустического контроля качества цементирования (АКЦ), позволяющий оценить состояние контакта цементного камня с обсадной колонной;
- селективный гамма-дефектомер-толщиномер (СГДТ-2), объединяющий гамма-гамма-контроль цементирования скважины (ГГК) и радиоактивный толщиномер обсадных труб, позволяющий определить плотность и наличие дефектов цементного камня за колонной.

Как показывает промысловая практика, использование всех вышеуказанных методов для определения состояния МКП между обсадными колоннами при сложной многоколонной конструкции глубоких скважин весьма затруднено. В последнее время, для диагностики источника МКД стал применяться метод трехмерного геоакустического каротажа (ТК ГАК) [7], разработанный в Институте геофизики Уральского отделения РАН (г. Екатеринбург). Метод основан на измерении геоакустических шумов в полосе частот 100–5000 Гц, создаваемых флюидом при движении через пустоты за обсадными колоннами, перфорационные отверстия или негерметичные соединения подземного оборудования скважины. По данным разработчиков метода ТК ГАК, колебания в этом диапазоне частот проходят через металл, газ, жидкость и другие среды, а движение флюидов может обнаруживаться и при многоколонной конструкции скважин. Сигналы регистрируются высокочувствительной аппаратурой, способной фиксировать акустический отклик геосреды на деформации порядка 10⁻⁸–10⁻¹¹ м. ТК ГАК проводят в остановленной скважине (спуск на проволоке через лубрикатор) по схеме: фоновая запись – стравливание – запись. Замеры каждого параметра совмещаются на одном поле в одном масштабе, и производится их сравнительный анализ. Выявленные аномалии сопоставляются с геолого-геофизическим разрезом, затем по местоположению, интенсивности, составу делаются выводы о природе их возникновения. Это могут быть межколонные перетоки, негерметичность элементов подземного оборудования, движения пластовых флюидов, состав которых определяется способом частотного анализа. ТК ГАК был опробован и используется на скважинах АГКМ, применялся для диагностики источников МКД и на других газоконденсатных месторождениях (Нижне-Кванчикское, Оренбургское, Восточно-Макаровское и др.), использовался на нефтяных месторождениях Саратова, Самарской области (ООО «Самаранефтегаз»), Сибири (ООО «Пурнефтегаз»). Наряду с решением стандартных задач по определению: интервалов межколонных флюидопроявлений, степени герметичности элементов подземного оборудования, заколонных перетоков, в некоторых сложных случаях метод ТК ГАК является незаменимым и единственным, способным решить проблему. Так, например, в одной из скважин АГКМ, были проведены временные замеры геоакустического каротажа в процессе ликвидации межколонного перетока. Была выявлена динамика движения технологической изолирующей жид-

кости и точно определена граница полной изоляции МКП (рис. 1). При этом, недостатками данного метода является необходимость длительной остановки скважины, проведение стравливания флюида и затруднения в интерпретации данных при наличии нескольких источников поступления флюидов в МКП скважины.

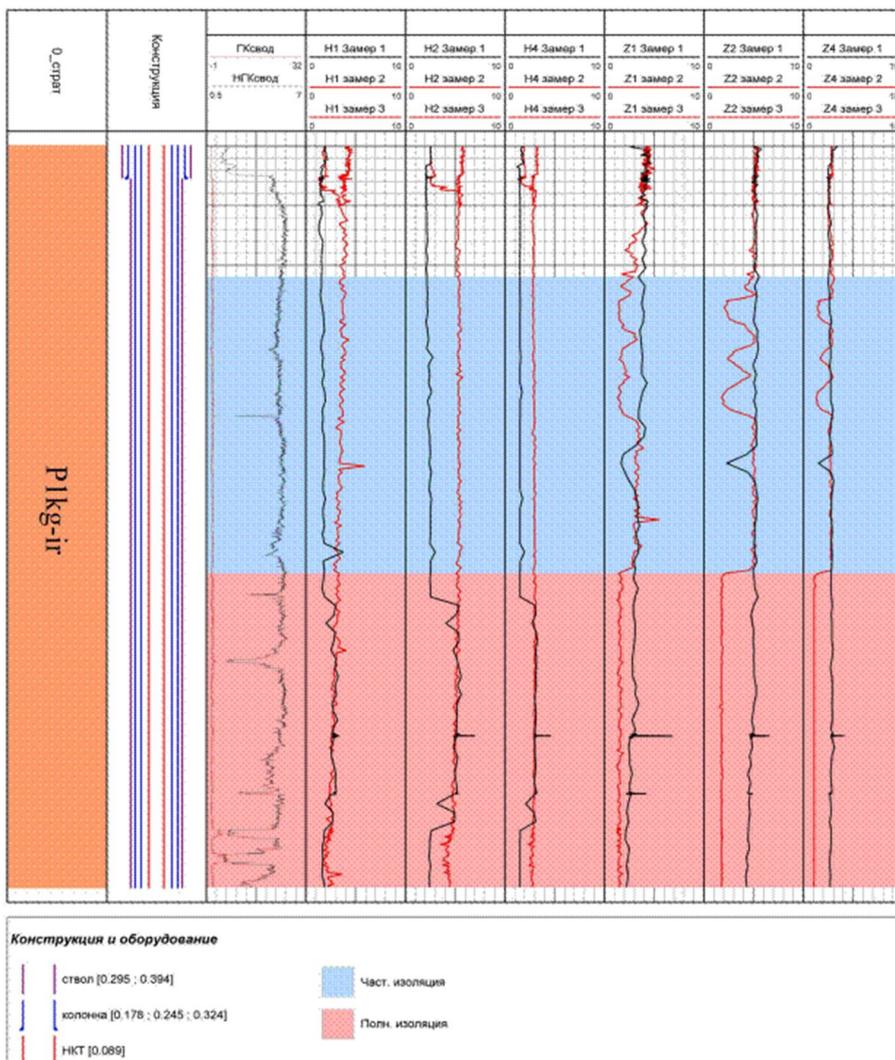


Рис. 1. Пример определения движения флюидов в межколонном пространстве до и после закачки изолирующей жидкости с помощью ТК ГАК

В ряде случаев используются специальные визуальные методы исследований скважин. Так, например, на АГКМ применяли скважинный эндоскоп VIDEO PROBE XL фирмы Everest VIT (Germany Everest VIT at Welch Allyn/S&K Gmb H&Co) и скважинный видеокомплекс Haw Key фирмы Halliburton. Видеоисследования позволяют в достоверно оценить текущее техническое состояние ЭК, дают достаточную информацию не только о глубине расположения, но и о характере дефекта (нарушающего её герметичность). Подобные исследования требуют не только остановки, но и специальной подготовки скважины (промывки, заполнения ствола метанолом), дорогостоящего (иногда уникального) оборудования, высококвалифицированного персонала, и даже при наличии вышеперечисленного, осуществляются по мере производственной необходимости.

В мировой практике для контроля флюидодинамических процессов последнее время стали применять 4D-сейсмику. Это достаточно дорогой диагностический метод, имеющий ограничения к применению на действующих месторождениях. Но как самый современный, он позволяет осуществлять мониторинг динамики изменения размеров техногенных скоплений

УВ; лоцировать зону распространения флюида в околоскважинном пространстве; диагностировать и прогнозировать возможные пути распространения флюидов; определять места возможного выхода флюида на дневную поверхность; осуществлять мониторинг флюидодинамических процессов в околоскважинном пространстве.

Химический лабораторный анализ проводится для определения основных физико-химических характеристик и компонентного состава межколонного флюида, по ГОСТам и методикам, утвержденным для месторождения. Основными являются методы определения ионно-солевого состава, газохроматографический анализ, замеры плотности, вязкости, содержания в межколонном флюиде серы, сероводорода и его производных, наличия ингибиторов, технологических жидкостей и их компонентов. Кроме того, разрабатывались различные локальные методики для выделения техногенной составляющей флюидов МКП, в основном это проведение специальных анализов для идентификации и количественного определения технологических жидкостей или их компонентов (чаще органических), используемых при строительстве, освоении и эксплуатации скважин. В некоторых случаях подобные исследования позволяют определить техногенные источники поступления флюида в МКП, но диагностика наличия естественных источников МКД при этом невозможна.

Определение источника поступления воды в МКП скважин по химическому составу осложняется тем, что большинство проб представляют собой минерализованные водно-органические растворы и суспензии, содержащие примеси технологических жидкостей (компоненты бурового раствора, поверхностно-активные вещества (ПАВ), ингибиторы коррозии и др.), а также водорастворенные газы (N_2 , CO_2 , H_2 , CH_4 и др.), искажающие первичный состав вод основных источников [10]. Кроме того, химический состав проб водных флюидов из МКП, как и попутно извлекаемых вод, в значительной степени зависит от начальных термобарических условий и от условий проведения анализа. С момента отбора проб, вследствие их дегазации, минерализация вод, их ионно-солевой состав, pH, газовая составляющая и другие характеристики нередко показывают почасовые изменения.

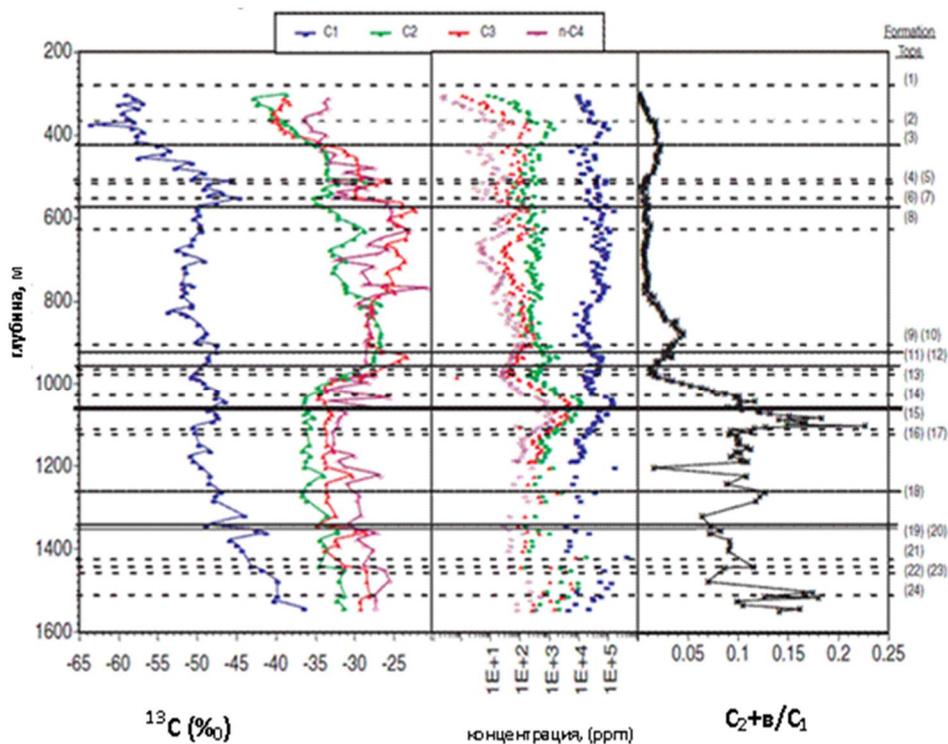


Рис. 2. Виды диаграмм изотопного состава углерода, полученных при исследованиях газа бурового раствора скважины (по данным Университета Альберты)

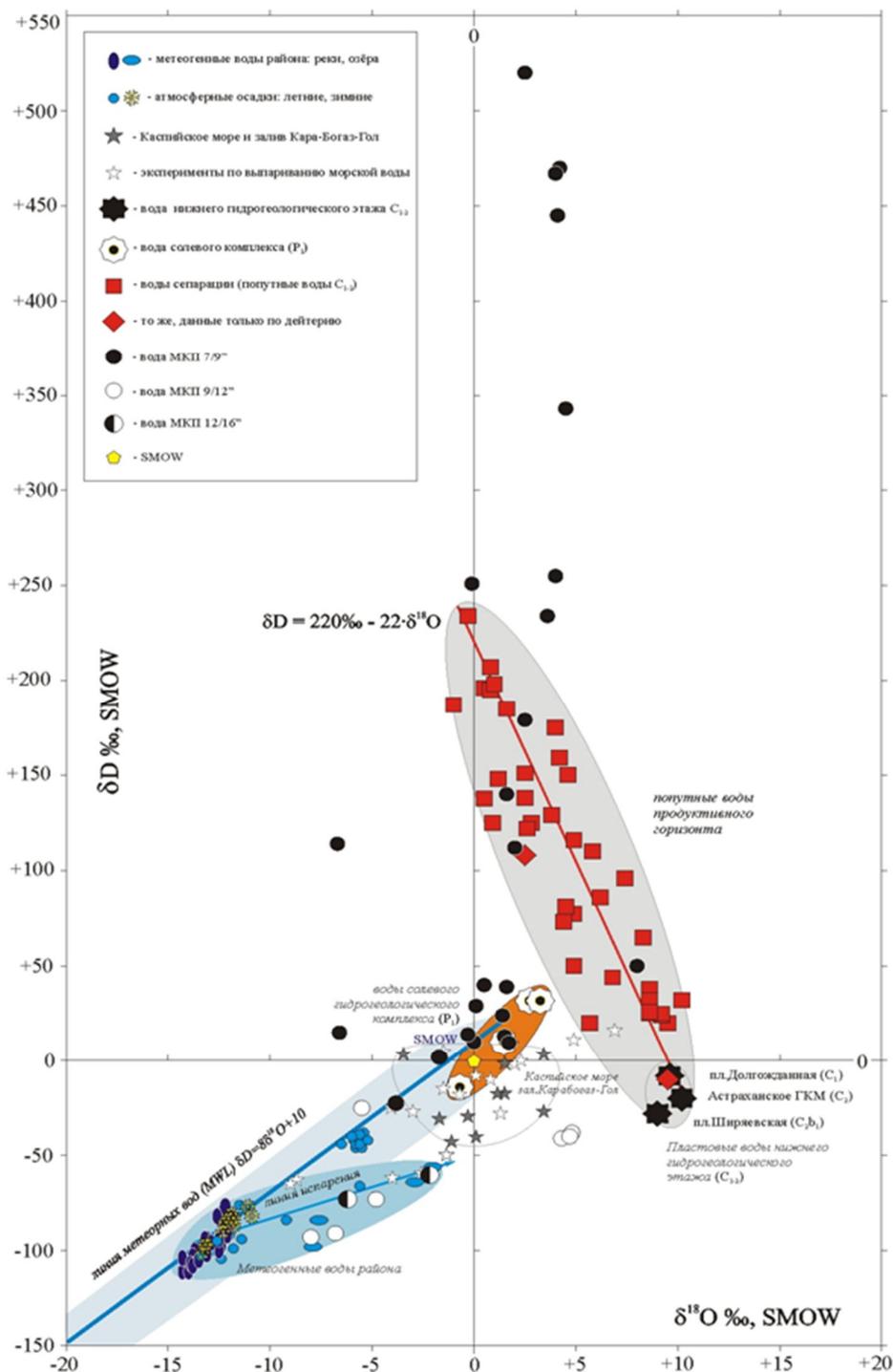


Рис. 3. Определение источника МКД по генетическим особенностям изотопного состава пластовых, поверхностных вод и водных флюидов из МКП скважин АГКМ

Предложен и принципиально другой подход к этой проблеме, а именно – выделение естественной составляющей флюида МКП. Это возможно с использованием геохимических методов, основанных на определении генетических признаков (независимых от внешних факторов), с дальнейшей интерпретацией результатов с данными по составам пластовых флюидов

дов из коллекторов различных отложений в разрезе скважин. К таким методам, например, относятся специальные геохимические методы: масс-спектрометрический анализ состава флюида, определение биомаркеров для жидких углеводородов (УВ) («метод отпечатков пальцев»), коэффициентов отношений / распределения тяжелых УВ (пристан-фитан, и т.п.), исследования изотопного состава (ИС) проб межколлонного флюида.

Для характеристики ИС углеводородов газовых проб используется величина $\delta^{13}\text{C}$, показывающая соотношение $^{13}\text{C} / ^{12}\text{C}$, выраженная в процентах (%), или в промилле (‰) относительно международного стандарта PDB, измерения проводятся на масс-спектрометре (трехлучевым методом). Данные определений изотопного состава УВ-газов, опубликованные в российской и зарубежной печати, показывают, что при различных путях миграции газов изотопно-генетическая информация сохраняется [1, 9]. Установлено, что ИС углерода метана, его гомологов и CO_2 являются устойчивой меткой, позволяющей различать газы разных месторождений, газы различных залежей одного месторождения, контролировать состав добываемого сырья, определять источники газопроявлений и т.д. Это подтверждается результатами изотопного мониторинга (ВНИИГаз) газовых месторождений западной Сибири и объектов Касимовского, Увязовского и Североставропольского ПХГ.

Специалистами Университета Альберты (Канада) и других западных компаний проводились изотопные исследования бурового раствора при бурении скважин. Есть примеры определения источника газа в МКП скважинах некоторых нефтегазовых месторождений в Западной Канаде и США. При циркуляции бурового раствора во время бурения, газ поступал в специальные газосборники на линии дегазации в установке газового каротажа. Затем определялся ИС углерода метана, этана, пропана, н-бутана газа дегазации с записью диаграммы, аналогично газовому каротажу. Данные диаграммы (рис. 2) используются при дальнейшей интерпретации как стандарт-графика для определения местоположения в разрезе других скважин месторождения (площади) источника поступления газа в МКП по ИС перечисленных углеводородов [4, 10].

Специалистами ВНИИГаз разработаны методы определения ИС водорода и кислорода воды, водорода и серы сероводорода, серы ангидрита и кислорода и углерода карбонатных коллекторов. Диагностика водных флюидов из МКП по ИС кислорода и водорода воды была успешно опробована на скважинах Астраханского ГКМ [3, 7, 10], Нижне-Кванчикского ГКМ. В результате, были определены источники МКД (по генетическим особенностям ИС поверхностных и пластовых вод), а на АГКМ установлено так же влияние сероводородсодержащего пластового газа на изменение ИС водных проб (рис. 3). Надо отметить, что для проведения ИС-анализа достаточно очень малых объемов проб воды (до 10 мл), что особенно важно для удаленных скважин.

Все современные геохимические методы диагностики МКД объединяет необходимость наличия банка данных по пластовым флюидам всех пластов-коллекторов в разрезе скважин, а также образцов технологических жидкостей, используемых на месторождении.

Для скважин месторождений и ПХГ ПАО Газпром определены диагностические комплексы, включающие обязательные газогидродинамические исследования, при которых выполняется контролируемое стравливание из МКП с определением дебита притока флюида, восстановленного МКД, снятие и интерпретация КВДмкд, отбор проб флюида. Методика проведения газогидродинамических исследований МКП индивидуальна для каждого месторождения (или ПХГ), в зависимости от конструктивных особенностей скважин.

На основании проведенного анализа эффективности современных методов определения источника (причины) МКД в нефтяных и газовых скважинах, можно сделать вывод о том, что необходим комплексный подход к решению проблемы диагностики МКД. Мы считаем, что именно для определения источника МКД наиболее рациональным будет использование Комплекса исследований, в обязательном порядке включающего следующие современные методы:

- ГИС (ТК ГАК, микросейсмику);
- газогидродинамические исследования (адаптированные к данной конструкции скважин);
- физико-химические (лабораторные) методы анализа состава и свойств флюида, газовая и газожидкостная хроматография;
- геохимические методы анализа (ИС газов, водных и водно-органических флюидов, определение биомаркеров в жидких углеводородных пробах).

Очевидно, что наиболее эффективной диагностикой МКД будет являться индивидуальный комплекс исследований (геохимических и геофизических), включающий наиболее информативные методы, приемлемые для конкретной скважины.

Список литературы

1. Васильев В.Г., Кунавин В.В., Поляков И.Г., Горбачева О.А. Методы контроля и исследования геолого-технического состояния скважин с межколонными давлениями для обеспечения промышленной и экологической безопасности при разработке Астраханского ГКМ. Тезисы докладов VI Международной научно-практич. конф-ции «Проблемы добычи газа, газового конденсата, нефти». – Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИГаз», 2008, 142с.
2. Горбачева О.А. Опыт исследования скважин с межколонными давлениями на Астраханском месторождении. // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ООО «Газпром экспо», 2010. - №2, с.18-23.
3. Горбачева О.А., Егорова О.А. Современные методы диагностики источников межколонных давлений в скважинах нефтяных и газовых месторождений. Мониторинг разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: Материалы Международной научно-практической конференции, Астрахань, 26 апреля 2018 г. / сост.: Н.Ф. Федорова, Л.Ф. Ушивцева. – Астрахань: Издатель: Сорокин Роман Васильевич, 2018. - С. 87-98.
4. Горбачева О.А., Зыкин Н.Н. Изотопно-геохимический метод диагностики источников межколонных давлений в скважинах Астраханского ГКМ. Научно-технический и производственный журнал «Газовая промышленность», Москва, 2012. Вып.№5, 103с.
5. Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1991.
6. Моисеев В.Н. Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1990.
7. Тенн Р.А. Методы диагностики и ликвидации межколонных флюидопроявлений при строительстве скважин на месторождениях и ПХГ // Автореферат дисс. канд. техн. наук. – Ставрополь, 1999. 21 с.
8. Шеберстов Е.В., Ефимова Р.В. Математическое моделирование межколонных перетоков // Строительство газовых и газоконденсатных скважин: Сб. научн. трудов ВНИИгаза. – М., 1992. – с. 29-34.
9. Jan Sæby. Sustained Casing Pressure Guideline // WI Workshop Presentation, Norske Shell, 2011. -14 p.
10. Szatkowski B., Whittaker S., Johnston B., Sikstrom C., Muehlenbachs K. Identifying the source of dissolved hydrocarbons in aquifers using stable carbon isotopes. // 54th Canadian Geotechnical Conference, Oil Sands Hydrogeology, Calgary, 2001. p.307.

References

1. Moiseev V.N. The use of geophysical methods in the operation of wells. - M.: Nedra, 1990.
2. Kuznetsov G.S., Leontyev E.I., Rezvanov R.A. Geophysical methods of monitoring the development of oil and gas fields. - M.: Nedra, 1991.
3. Tenn R.A. Methods of diagnosis and elimination of annular fluids in the construction of wells in fields and UGS // Abstract of Diss. Cand. tech. sciences. - Stavropol, 1999. 21 p.
4. Gorbacheva O.A. Experience in the study of wells with annular pressure at the Astrakhan field. // Geology, drilling, development and exploitation of gas and gas condensate fields. - M.: OOO Gazprom Expo, 2010. - №2, p.18-23.
5. Sheberstov E.V., Efimova R.V. Mathematical modeling of annular flows // Construction of gas and gas condensate wells: Coll. scientific works VNIIGAZA. - M., 1992. - p. 29-34.
6. Szatkowski, B., Whittaker, S., Johnston, B., Sikstrom, C., Muehlenbachs K. Identifying the source of the hydrocarbons in aquifers using stable carbon isotopes. 307.
7. Jan Sæby. Sustained Casing Pressure Guideline // WI Workshop Presentation, Norske Shell, 2011. -14 p.
8. Vasiliev V.G., Kunavin V.V., Polyakov I.G., Gorbacheva O.A. Methods of monitoring and research of the geological and technical state of wells with annular pressure to ensure industrial and environmental safety in the development of Astrakhan gas condensate field. Abstracts of the VI International Scientific Practical. the conference "Problems of gas, gas condensate, oil production". - Stavropol: OAO SevKavNIPIGAZ, 2008, 142s.
9. Gorbacheva O.A., Zykin N.N. Isotope-geochemical method for diagnosing sources of annular pressure in wells of Astrakhan gas condensate field. Scientific-technical and production magazine "Gas Industry", Moscow, 2012. Issue No. 5, 103с.
10. Gorbacheva O.A., Egorova O.A. Modern methods for diagnosing sources of annular pressure in wells of oil and gas fields. Monitoring of the development and exploitation of oil and gas fields: Materials of the International Scientific and Practical Conference, Astrakhan, April 26, 2018 / comp.: N.F. Fedorova, L.F. Ushivtseva. - Astrakhan: Publisher: Sorokin Roman Vasilyevich, 2018. - p. 87-98.