

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2730957

СПОСОБ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА

Патентообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью
"Газпром добыча Надым" (RU)*

Авторы: *Черепанов Всеволод Владимирович (RU), Меньшиков
Сергей Николаевич (RU), Варягов Сергей Анатольевич (RU),
Михалёв Александр Анатольевич (RU), Бондарев Виталий
Леонидович (RU), Миротворский Михаил Юрьевич (RU)*

Заявка № 2019145489

Приоритет изобретения 27 декабря 2019 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 26 августа 2020 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 27 декабря 2039 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

Г.П. Ивлиев



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

E21B 47/10 (2020.02); E21B 49/08 (2020.02); G06F 30/20 (2020.02); G01N 30/00 (2020.02)

(21)(22) Заявка: 2019145489, 27.12.2019

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
27.12.2019

Дата регистрации:
26.08.2020

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 27.12.2019

(45) Опубликовано: 26.08.2020 Бюл. № 24

Адрес для переписки:

629730, Ямало-Ненецкий автономный окр., г.
Надым, ул. Зверева, 1, ООО "Газпром добыча
Надым"

(72) Автор(ы):

Черепанов Всеволод Владимирович (RU),
Меньшиков Сергей Николаевич (RU),
Варягов Сергей Анатольевич (RU),
Михалёв Александр Анатольевич (RU),
Бондарев Виталий Леонидович (RU),
Миротворский Михаил Юрьевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной ответственностью
"Газпром добыча Надым" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2494251 C1, 27.09.2013. RU
2175050 C2, 20.10.2001. RU 2493366 C2,
20.09.2013. WO 2018208611 A1, 15.11.2018. WO
2004104639 A1, 02.12.2004.

(54) СПОСОБ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазопромысловой геологии и может быть использовано на месторождениях и подземных хранилищах газа для оценки технического состояния газовых скважин с межколонными давлениями. Техническим результатом является повышение точности и достоверности выделения интервалов поступления газа в межколонное пространство скважин и оценка масштабов возможных перетоков УВ в газовых скважинах. Способ включает создание базы данных геохимических эталонных объектов, отбор проб межколонного газа из тех скважин, оценку

технического состояния которых надо сделать, анализ проб с определением состава углеводородов, в том числе изотопного состава углерода метана. Дополнительно проводится определение изотопного состава водорода метана и определяется тот газоносный горизонт из которого газ попал в межколонное пространство скважин. На стадии интерпретации материалов выполняется классификация скважин по степени их безопасности при эксплуатации: безопасны, относительно надежны и опасны для эксплуатации. 2 табл., 1 ил.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.

E21B 47/10 (2012.01)*E21B 49/08* (2006.01)*G06F 30/20* (2020.01)*G01N 30/00* (2006.01)**(12) ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

E21B 47/10 (2020.02); E21B 49/08 (2020.02); G06F 30/20 (2020.02); G01N 30/00 (2020.02)(21)(22) Application: **2019145489, 27.12.2019**(24) Effective date for property rights:
27.12.2019Registration date:
26.08.2020

Priority:

(22) Date of filing: **27.12.2019**(45) Date of publication: **26.08.2020 Bull. № 24**

Mail address:

**629730, Yamalo-Nenetskiy avtonomnyj okr., g.
Nadym, ul. Zvereva, 1, OOO "Gazprom dobycha
Nadym"**

(72) Inventor(s):

**Cherepanov Vsevolod Vladimirovich (RU),
Menshikov Sergej Nikolaevich (RU),
Varyagov Sergej Anatolevich (RU),
Mikhalev Aleksandr Anatolevich (RU),
Bondarev Vitalij Leonidovich (RU),
Mirotvorskij Mikhail Yurevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennostyu
"Gazprom dobycha Nadym" (RU)****(54) METHOD OF ASSESSING TECHNICAL CONDITION OF GAS WELLS AT DEPOSITS AND UNDERGROUND GAS STORAGE**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to oil and gas field geology and can be used at deposits and underground gas storages for assessment of technical condition of gas wells with inter-string pressure. Method involves creating a database of geochemical reference objects, sampling inter-column gas from those wells whose technical condition is to be evaluated, analyzing samples with determining the composition of hydrocarbons, including the isotope composition of methane carbon. In addition, determination of isotopic composition of

hydrogen of methane is carried out and that gas-bearing horizon from which gas has got into interstitial space of wells is determined. At the stage of materials interpretation, the wells are classified as to their safety during operation: safe, relatively reliable and hazardous for operation.

EFFECT: high accuracy and reliability of selecting intervals of gas supply to annular space of wells and assessment of scales of possible cross flows of HC in gas wells.

1 cl, 2 tbl, 1 dwg

RU 2 730 957 C1

RU 2 730 957 C1

Изобретение относится к нефтегазопромысловой геологии и может быть использовано на стадиях строительства и эксплуатации скважин многопластовых нефтегазовых месторождений и подземных хранилищ газа для оценки технического состояния газовых скважин с межколонными давлениями.

5 Наличие на площади месторождения или подземных хранилищ газа (ПХГ) скважин с межколонными давлениями представляет потенциальную угрозу для их разработки и эксплуатации, поскольку свидетельствует о негерметичности обсадных колонн и о возможных утечках углеводородов от промышленных залежей или перетоках между ними.

10 Существуют две группы факторов, определяющие количественные и качественные показатели межколонных проявлений:

- интервал негерметичности скважины (источник межколонного давления и путь проникновения газа в межколонное пространство);
- масштаб перетоков углеводородов (УВ) (величина межколонного давления, объем, 15 занимаемый межколонным газом в межколонном пространстве, динамика характеристик межколонного проявления, расход флюида из межколонного пространства при установившемся режиме стравливания газа и т.д.).

При оценке технического состояния скважины важно учитывать обе группы факторов, поскольку негерметичность скважин еще не свидетельствует о масштабах процесса, и 20 наоборот, при установленных объемах межколонных перетоков необходимо знать, откуда происходит утечка.

Для выявления интервалов негерметичности эксплуатационной колонны используют геофизические и геохимические методы исследований, а для оценки масштабов перетоков УВ проводят газодинамические исследования.

25 Известны геофизические методы определения негерметичности эксплуатационных скважин, включающие высокочувствительную термометрию и шумометрию [Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований скважин, - РД-51-1-93 М.: ИРЦ Газпром, 1993].

При этом, как показал опыт работ, методами ГИС достоверно выделяется только 30 высокодебитный переток, с которым связано существенное искажение графиков замера температуры [Д.В. Пшеничный, В.В. Никишов, М.И. Новохатский / Опыт диагностики и ликвидации межколонных давлений на скважинах Елшано-Курдюмского и Песчано-Уметского ПХГ // Газовая промышленность - М: - апрель 2010 г; Р.Г. Темиргалеев, А.Я. Исхаков, В.В. Иванов и др. / Геохимические исследования при проектировании и мониторинге ПХГ // Подземное хранение газа. Полвека в России: опыт и перспективы: Сб. науч. тр. - М: ООО "ВНИИГАЗ", 2008. - 464 с.]. При поступлении газа в межколонное пространство по резьбовым соединениям и микротрещинам геофизические исследования скважин не всегда могут однозначно выявить интервалы утечек. Кроме того, следует 35 отметить и высокую стоимость комплекса геофизических исследований скважин.

40 В отличие от методов ГИС, в геохимических исследованиях, объектом поиска является не место нарушения целостности эксплуатационной колонны, а тот газоносный интервал, из которого происходят утечки газа. Следовательно, для выявления интервала утечек необходимо знать геохимический состав УВ всех газоносных горизонтов объекта исследования.

45 Известны два геохимических способа определения интервалов утечек, основанные на представлениях о вертикальной зональности в распределении залежей углеводородов.

В первом из них [RU 2175050 C2, МПК E21B 43/00, G01V 9/00, опубл. 2000] глубина поступления газа в межколонное пространство скважин оценивается по качественному

и количественному составу УВ и изотопному составу углерода метана, во втором - по изотопному составу углерода метана и изотопному составу суммы углеводородов C2-C6 [RU 2494251 C1, МПК E21B 49/08 (2006.01), E21B 47/10 (2012.01), G01N 30/00 (2006.01), E21B 43/00 (2006.01), опубл. 2013].

5 В отличие от геохимических методов определения природы межколонного газа, газодинамические методы определения масштабов межколонных перетоков достаточно хорошо разработаны и используются при исследованиях скважин с межколонными давлениями.

Так, в утвержденном ПАО "Газпром" стандарте СТО Газпром 2-2.3-696-2013
10 [Руководство по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа // СТО Газпром 2-2.3-696-2013 - М: 2013] предлагается следующий перечень работ: определение расхода межколонного флюида; регистрация кривой восстановления давления, отбор проб межколонного флюида, оценка герметичности межколонного пространства, определение пустотного объема
15 межколонного пространства и величины утечки газообразного испытательного флюида.

Определение величины утечки газа предлагается рассчитывать по формуле:

$$q_{\text{ут}} = \frac{1,44 \cdot 10^3 \cdot V_{\text{п}} \cdot P_{\text{опр}}}{P_{\text{ат}} \cdot t_{\text{ст}}} \cdot \left(-\ln \frac{P_{\text{ст}} \cdot z_{\text{опр}}}{P_{\text{опр}} \cdot z_{\text{ст}}} \right), \quad (1)$$

20 где $q_{\text{ут}}$ - расчетная величина утечки газообразного испытательного флюида, м³/сут;

$V_{\text{п}}$ - пустотный объем межколонного пространства, м³;

$t_{\text{ст}}$ - время выдержки до стабилизации давления в межколонном пространстве, мин;

25 $P_{\text{опр}}$ - давление опрессовки межколонного пространства, МПа;

$P_{\text{ст}}$ - давление стабилизации, МПа;

$z_{\text{опр}}, z_{\text{ст}}$ - коэффициент сверхсжимаемости газа при давлении $P_{\text{опр}}, P_{\text{ст}}$ соответственно.

Пустотный объем межколонного пространства оценивается по формуле:

$$30 \quad V_{\text{п}} = \frac{P_{\text{ат}} \cdot V_{\text{г}}}{\frac{P_1}{z_1} - \frac{P_2}{z_2}}, \quad (2)$$

где $V_{\text{п}}$ - пустотный объем межколонного пространства, м³;

35 $P_{\text{ат}}$ - атмосферное давление, МПа;

$V_{\text{г}}$ - объем газа, выпущенного из межколонного пространства, м³;

P_1 - избыточное давление в межколонном пространстве, на начало стравливания, МПа;

40 P_2 - избыточное давление в межколонном пространстве, на конец стравливания, МПа;

z_1, z_2 - коэффициенты сверхсжимаемости газа при давлении P_1 и P_2 соответственно.

Этот комплекс исследований проводится на тех скважинах, где существует высокое межколонное давление и значительные утечки газа. На большинстве скважин утечки
45 невелики, а пустотный объем не достигает одного процента от общего объема межколонного пространства. В этом случае применяется упрощенный комплекс исследований без опрессовки межколонного пространства скважины с измерением межколонного давления и расхода газа стандартными диафрагменными счетчиками.

Несмотря на то, что при всех газодинамических исследованиях скважин с межколонным давлением предусмотрен отбор проб межколонного газа с последующим его хроматографическим анализом, установить источник поступления газа в межколонное пространство только по результатам хроматографического анализа не всегда возможно, поскольку основную информацию о глубине залежей несет изотопный состав основных компонентов газа, в первую очередь, метана.

Наиболее близким к предлагаемому способу является принятый за прототип способ определения природы межколонных газопроявлений скважин многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений, включающий проведение анализа изотопного состава углерода суммы углеводородов C_2-C_6 , определение границ значений изотопного состава углерода метана и углерода суммы углеводородов C_2-C_6 для эталонных горизонтов, при этом таблично и/или графически представляют области значений изотопного состава газов из эталонных горизонтов и газов из межколонного пространства скважин или бурового раствора, по степени сходства или совпадения указанных областей этих значений судят о природе исследуемых межколонных газопроявлений [RU 2494251 C1, МПК E21B 49/08 (2006.01), E21B 47/10 (2012.01), G01N 30/00 (2006.01), E21B 43/00 (2006.01), опубл. 2013].

Недостатком известного способа является то, что в нем, помимо изотопного состава углерода метана, который несет основную информацию о глубине залежей УВ, предлагается использовать изотопный состав углерода суммы C_2-C_6 . Известно, что концентрация суммы УВ C_2-C_6 зависит от глубины залежей и варьирует от долей процента до первых процентов. Так, например, в сеноманских залежах месторождений Западной Сибири средние концентрации суммы УВ C_2-C_6 составляют (об%): Медвежье - 0,08; Заполярное - 0,09; Губкинское - 0,14; Комсомольское - 0,182; Арктическое - 0,15.

В более глубоко залегающих залежах валанжина и юры средние концентрации суммы УВ C_2-C_6 выше и варьируют от 6,27 об % (Мессояхинское, J2) до 10,67 об % (Уренгойское, K1v).

Поскольку минимальные содержания УВ, начиная с которых возможно выполнение хромато-масс-спектрометрического анализа, составляет обычно порядка 0,2 об %, то для месторождений с туронскими или сеноманскими залежами выявление интервалов утечек этим способом невозможно, т.е. фактически этот метод неприменим для большей части месторождений Западной Сибири.

Задачей изобретения является повышение точности и достоверности выделения интервалов поступления газа в межколонное пространство скважин.

Техническим результатом изобретения является повышение точности оценки технического состояния скважин за счет использования дополнительного нового показателя - изотопного состава водорода метана. Как известно, изотопный состав углерода и водорода метана определяется генезисом газа и, в случае нормальной вертикальной геохимической зональности газовых залежей, зависит только от глубины, с которой отбирались пробы газа. При этом форма его нахождения в природе и среда опробования не имеют такого существенного значения, как для концентраций УВ компонент - то есть не имеет значения, откуда отбирался газ: непосредственно из залежи при испытании скважины (свободный газ), из буфера или шлейфа скважины, межколонного пространства и т.д., или из бурового раствора (где присутствует как свободный, так и сорбированный и водорастворенный газ). Это существенно повышает достоверность и точность выделения интервалов негерметичности скважин.

Заявленный технический результат достигается тем, что в способе определения технического состояния газовых скважин многопластовых месторождений или хранилищ

газа, включающем создание базы данных эталонных геохимических объектов и отбор проб межколонного газа, выполнение по скважинам с межколонным давлением комплекса газодинамических исследований, выполнение по всем указанным пробам хроматографического анализа с определением качественного и количественного состава

5 УВ, согласно изобретению, дополнительно выполняют изотопный анализ водорода и углерода метана, по значениям изотопного состава водорода и углерода метана из базы данных эталонных геохимических объектов отрисовывают области, соответствующие разновозрастным эталонным объектам, выносят на указанные диаграммы анализы проб межколонного газа, выполняют идентификацию проб

10 межколонного газа, выявляют интервалы негерметичности скважин и проводят комплексную интерпретацию результатов газодинамических и геохимических исследований, в результате чего проводят классификацию скважин по их степени опасности при эксплуатации: безопасны, относительно надежны, опасны.

Заявленный технический результат достигается за счет того, что дополнительно используется новый показатель - изотопный состав водорода метана, что существенно повышает достоверность и точность выделения интервалов негерметичности скважин.

Способ поясняет графический материал, где на фиг. приведен график, взаимозависимости изотопного состава углерода ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$) и водорода ($\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$) метана для месторождений Западной Сибири, и показаны области газа из залежей сеноман,

20 нижнего мела и юры.

Способ осуществляют следующим образом.

Создают базу данных эталонных геохимических объектов.

База данных эталонных геохимических объектов, в зависимости от стадии работ, создается или в процессе бурения скважин, или при целевом отборе проб газа при

25 эксплуатации месторождения или ПХГ.

Методика создания базы данных в процессе бурения используется в том случае, когда освоение месторождения только начинается - скважины бурятся и последовательно вводятся в эксплуатацию. Опробованию подвергается буровой раствор, из которого

30 методами термовакуумной дегазации извлекается проба газа, которая направляется на дальнейший лабораторный анализ.

Методика с целевым отбором проб применяется на различных стадиях ГРП (поисково-оценочной или эксплуатационной), и на подземных хранилищах газа - важно, чтобы на площади исследования были скважины с газом, поступившим с известного

35 стратиграфического горизонта. В качестве таковых могут выступать поисково-оценочные скважины, где получен приток газа с известного горизонта (при их испытании) или скважины, где по ряду признаков (межколонному и трубному давлению, данным ГИС и т.д.) источник газа ясен (давно эксплуатируемые месторождения или ПХГ). В этом случае производят отбор проб свободного газа из буфера или факельной

40 линии при испытании скважин или из буфера или шлейфа скважин при их эксплуатации.

В пробах газа из эталонных геохимических объектов (бурового раствора или свободного газа) хроматографическим и хромато-масс-спектрометрическим анализом определяют компонентный состав УВ, в том числе изотопный состав углерода метана.

Дополнительно в пробах газа из эталонных геохимических объектов (бурового раствора или свободного газа) масс-спектрометрическим методом производят

45 определение изотопного состава водорода метана.

На диаграммы соотношений изотопного состава углерода метана и изотопного состава водорода метана выносят результаты анализа и отрисовывают области, соответствующие эталонным объектам.

После создания базы данных эталонных геохимических объектов осуществляют исследования на скважинах с межколонными газопроявлениями. Комплекс работ по оценке технического состояния этих скважин предусматривает проведение следующих мероприятий:

- 5 - измерение давления газа в межколонном пространстве (P_1);
- отбор проб газа в заполненные солевым раствором стеклянные бутылки емкостью 0,5 литра. Отбор проб производится через емкость, также заполненную солевым раствором, что исключает попадание атмосферного воздуха в пробу;
- 10 - в случае высокого давления и большого объема газа проводят газодинамические исследования по методике, приведенной в СТО Газпром 2-2.3-696-2013: определяют расход газа, производят расчет пустотного объема $V_{\text{п}}$ и величины утечки газа $q_{\text{ут}}$. В качестве оценки масштаба перетока УВ по межколонному пространству принимается пустотный объем $V_{\text{п}}$ межколонного пространства, который рассчитывается по формуле
- 15 (2) или величина утечки $q_{\text{ут}}$, рассчитанная по формуле (1);
- в случае низкого давления или малого объема газа, как это бывает в подавляющем большинстве случаев, проводят усеченный комплекс газодинамических исследований: производят стравливание газа с замером его расхода и через одну-две минуты производят повторный замер давления (P_1). В качестве оценки масштаба перетока УВ
- 20 по межколонному пространству принимается величина $(P_1 - P_2)/P_1$.

Для выполнения хроматографического и изотопного анализа отобранную пробу газа делят на три части:

- первая часть пробы отдается на хроматографический анализ для определения компонентного состава УВ;
- 25 - вторая часть пробы отдается на масс-спектрометрический анализ для определения изотопного состава углерода метана;
- третья часть пробы отдается на масс-спектрометрический анализ для определения изотопного состава водорода метана;

30 Данные определения изотопного состава углерода и водорода метана выносят на эталонные диаграммы, производят идентификацию межколонного газа и определяют тот газоносный горизонт из которого газ поступил в межколонное пространство скважин.

На стадии интерпретации данных проводят разбраковку скважин по их степени безопасности при эксплуатации: безопасны, относительно надежны и опасны для

35 эксплуатации. При этом под безопасными понимаются скважины в межколонном пространстве которых газа нет, или в которых присутствует газ верхней надпродуктивной части разреза.

В случае разработки многоярусного месторождения, под относительно надежными, понимаются скважины с газом залежей, еще не запущенных в эксплуатацию. Обычно

40 они находятся выше разрабатываемых залежей и вводятся в эксплуатацию в следующую очередь.

Под опасными для эксплуатации понимаются скважины в межколонном пространстве которых содержится газ разрабатываемых залежей.

45 В случае выполнения комплекса газодинамических исследований выполняется комплексная интерпретация данных геохимических и газодинамических исследований, на основании которой также проводится разбраковка скважин по их степени надежности при эксплуатации.

Пример реализации способа.

На Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении в течение ряда лет проводились работы по определению природы межколонных газопроявлений по методике, предусматривающей определение изотопного состава углерода метана и состава УВ [RU 2175050 C2, МПК E21B 43/00, G01V 9/00, опубл. 2000].

Эти работы показали, что в большинстве скважин в межколонном пространстве присутствует газ из верхней части разреза (из нижеберезовских отложений), и только в незначительном количестве скважин - из промышленных залежей: сеноманских, таноппинских и ханты-мансийских. При этом газ из некоторых скважин трудно диагностируется по составу - это газ промежуточного состава, являющийся предположительно результатом смешения газа из нижнемеловых отложений и сеномана.

Для уточнения интервалов попадания газа в межколонное пространство по ряду скважин дополнительно был выполнен отбор проб для определения изотопного состава водорода метана. Изотопный состав водорода и углерода метана нижнемеловых отложений, сеномана и нижеберезовской подсвиты представлен в таблице 1.

Из данных таблицы 1 следует, что имеются значимые различия изотопного состава водорода и углерода метана газа нижнемеловых и верхнемеловых отложений, что позволяет определить какой из этих комплексов является источником межколонного газа.

Такая классификация наиболее однозначна для газа таноппинских отложений и сеномана. С меньшей степенью достоверности возможно «разделение» газа между залежами ТП1-6 и ТП7-11 и между отложениями сеномана и нижеберезовской подсвиты.

Таблица 1

Изотопный состав водорода и углерода метана на различных уровнях разреза
Бованенковского НГКМ

N п/п	Возраст	Изотопный состав углерода метана $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ (‰)	Изотопный состав водорода метана $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ (‰)
1	K ₂ br, березовская свита	-51,1 ÷ -46,3	-246,9 ÷ -232
2	K ₂ sm, сеноман	-48,6 ÷ -46,2	-244,3 ÷ -217,1
3	K ₁ tnp-hm, таноппинская и ханты-мансийская свиты	-40,4 ÷ -37,9	-231,0 ÷ -217,5
	В том числе:		
4	ТП 1-6	-40,4 ÷ -39,5	-231,0 ÷ -220,7
5	ТП 7-11	-39,5 ÷ -37,9	-227,8 ÷ -217,5

За счет дополнительного определения изотопного состава водорода метана появилась возможность уточнить классификацию проб, ранее попадавших в область газа промежуточного состава. Так, изотопные характеристики метана проб отобранных из межколонного пространства скважины 3309 ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} = -50,1$ ‰ и $\delta\text{D}_{\text{CH}_4} = -238,6$ ‰), газ из которой первоначально оценивался как промежуточный, однозначно свидетельствуют о его березовском генезисе; а метан из скважины 6904 ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} = -39,0$ ‰ и $\delta\text{D}_{\text{CH}_4} = -220,1$ ‰) по изотопному составу соответствует газу таноппинской и ханты-мансийской свит.

Была осуществлена комплексная интерпретация данных геохимических и газодинамических исследований и выполнена разбраковка скважин по степени их безопасности при эксплуатации. Так, по кустам эксплуатационных скважин №№32, 43 и 46 Бованенковского НГКМ был выполнен комплекс работ, который включал в себя

измерение межколонного давления (P1), отбор проб межколонного газа на хроматографический и масс-спектрометрический анализы, стравливание газа в течение одной минуты, повторный замер межколонного давления (P2). В этом случае, величина $(P1-P2)/P1$ характеризует, насколько за период стравливания газа упало давление.

В таблице 2 приведен перечень скважин, в межколонном пространстве которых установлен газ из разрабатываемых танопчинских залежей. Из нее следует, что, в большинстве случаев, эти скважины характеризуются незначительным падением давления после стравливания газа. Так, в скважинах 3202, 4607 в течение минуты давление упало менее чем на 10%. Это свидетельствует, во первых, о значительном пустотном объеме межколонного пространства этих скважин, и, во вторых, о большой вероятности наличия процессов массопереноса УВ от разрабатываемых залежей по около скважинному пространству. Эти скважины представляют определенную опасность при разработке месторождения.

В скважинах 4301, 4303, наоборот, несмотря на то, что в их межколонном пространстве установлен танопчинский газ, давление упало более чем на 50%. Очевидно, что в силу малого пустотного объема межколонного пространства переток по этим скважинам незначителен и эти скважины были классифицированы нами как относительно надежные. В эту же категорию были отнесены скважины, содержащие межколонный газ вышележащей сеноманской залежи.

Таблица 2

Перечень скважин 32, 43 и 46 кустов, в межколонном пространстве которых был установлен газ танопчинского состава

№ скв.	3202	3205	4301	4303	4305	4602	4607
P1 (кгс/см ²)	54,8	25,6	11,15	4,1	43	34,2	18,01
P2 (кгс/см ²)	51,5	19,7	4,74	1,12	34,78	23,4	17,7
Падение давления (P1-P2)/P1, %	6	23	57	73	19	32	2

Наконец, те скважины, в межколонном пространстве которых газ не был выявлен, или в которых присутствовал газ верхней части разреза (межмерзлотный газ или газ из отложений ганькинской или березовской свит), были классифицированы нами как безопасные для эксплуатации.

Таким образом, заявляемый способ с дополнительным определением в межколонном газе изотопного состава водорода метана позволяет существенно повысить степень достоверности идентификации межколонного газа, уточнить источник его поступления в межколонное пространство и выполнить классификацию скважин по степени их безопасности при эксплуатации: безопасны, относительно надежны и опасны для эксплуатации.

(57) Формула изобретения

Способ оценки технического состояния газовых скважин многопластовых месторождений или хранилищ газа, включающий создание базы данных эталонных геохимических объектов и отбор проб межколонного газа, выполнение по всем указанным пробам хроматографического и хромато-масс-спектрометрического анализа с определением качественного и количественного состава углеводородов, в том числе изотопного состава углерода метана, отличающийся тем, что дополнительно выполняют хромато-масс-спектрометрический анализ водорода метана, строят диаграммы зависимости изотопного состава водорода метана от изотопного состава углерода

метана, на которых отрисовывают области, соответствующие разновозрастным эталонным объектам, и затем на указанные диаграммы выносят анализы проб межколонного газа, выполняют идентификацию проб межколонного газа и выделяют интервалы из которых газ попал в межколонное пространство скважин, на стадии

5 окончательной интерпретации проводят классификацию скважин по их степени безопасности для эксплуатации: безопасны, относительно надежны и опасны для эксплуатации.

10

15

20

25

30

35

40

45

