УДК 608.2

ТЕХНОЛОГИЯ ЛИКВИДАЦИИ КОНУСА ГАЗА В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

TECHNOLOGY OF LIQUIDATION OF THE GAS CONS IN THE OIL-WELLING WELL

Леонтьев Дмитрий Сергеевич
ассистент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»
Тюменский индустриальный университет
leontevds@tyuiu.ru

Касов Артем Михайлович
студент,
Тюменский индустриальный университет

Цедрик Николай Сергеевич
Тюменский индустриальный университет

Leontyev Dmitry Sergeevich
Assistant of the department
«Drilling of oil and gas wells»,
Tyumen Industrial University
leontevds@tyuiu.ru

Kasov Artem Mikhailovich
Student,
Tyumen Industrial University

Zedrik Nikolay Sergeevich
Tyumen Industrial University

Аннотация. В настоящее время значительное количество нефтяных месторождений вступили или вступают в поздние стадии разработки, что характеризуется снижением пластового давления, высокой обводненностью продукции и загазованностью нефтедобывающих скважин. Известно, что сложность процесса разработки залежей, содержащих нефть и газ, обусловливается двухфазной системой, которая при начальных пластовых условиях находится в состоянии равновесия. В процессе разработки происходит изменение термобарических параметров залежи и нарушение первоначального равновесия. Общее снижение пластового давления по залежи (или снижение его в отдельных частях) приводит к перемещению уровня ГНК вниз, что способствует образованию конусов и прорыву газа в нефтедобывающие скважины через перфорационные отверстия. Установка газоизоляционного экрана может существенно продлить время безгазовой эксплуатации нефтедобывающей скважины. Однако замечено, что образование газового конуса может происходить и после установки экрана, но процесс идет сравнительно медленно. Авторами настоящей статьи предлагается технология изоляции газа, поступающего из газовой шапки в интервал перфорации нефтяной добывающей скважины (Патент Российской Федерации 2608103).

Ключевые слова: газовая шапка, газоизоляционный состав, способ изоляции газа, радиальное бурение.

Annotation. At present, a significant number of oil fields have entered or are entering into late stages of development, which is characterized by a decrease in reservoir pressure, high water cut of production and gas contamination of oil producing wells. It is known that the complexity of the process of developing deposits containing oil and gas is determined by a two-phase system, which, under initial reservoir conditions, is in a state of equilibrium. In the process of development, the thermobaric parameters of the deposit change and the initial equilibrium is disturbed. A general decrease in reservoir pressure over the reservoir (or its reduction in individual parts) leads to a shift in the level of the SOC downward, which facilitates the formation of cones and the breakthrough of gas into oil producing wells through perforations. The installation of a gas barrier screen can significantly prolong the time of gas-free operation of an oil producing well. However, it is noted that the formation of a gas cone can also occur after the installation of the screen, but the process is relatively slow. The authors of this article propose a technology for isolating the gas coming from the gas cap into the perforation interval of the oil producing well (Patent of the Russian Federation 2608103).

Keywords: gas cap, gas-insulating composition, gas insulation method, radial drilling.

В настоящее время значительное количество нефтяных месторождений вступили или вступают в поздние стадии разработки, что характеризуется снижением пластового давления, высокой обводненностью продукции и загазованностью нефтедобывающих скважин.

Основными причинами высокого загазовывания нефтедобывающих скважин являются [1]:

– прорыв газа по конусу в однородных монолитных пластах, не имеющих плотных разделов на уровне газонефтяного контакта (ГНК);

– латеральная фильтрация газа по проницаемым пропласткам в интервал перфорации (газ из «газовой шапки»);

– поступление газа вследствие перфорации в газонасыщенной части залежи (при неточном определении положения ГНК);

– возникновение газовых заколонных перетоков;

– опережающее поступление газа, растворенного в нефти.

Известно, что сложность процесса разработки залежей, содержащих нефть и газ, обусловливается двухфазной системой, которая при начальных пластовых условиях находится в состоянии равновесия. В процессе разработки происходит изменение термобарических параметров залежи и нарушение первоначального равновесия. Общее снижение пластового давления по залежи (или снижение его в отдельных частях) приводит к перемещению уровня ГНК вниз, что способствует образованию конусов и прорыву газа в нефтедобывающие скважины через перфорационные отверстия.

Таким образом, разработка нефтегазовых залежей осложняется:

– трудностью технологического регулирования перемещения уровня ГНК;
– равенством начального пластового давления и давления насыщения газа;
– гидродинамической связью нефтяной залежи с газовой шапкой и вероятной подвижностью ГНК в окрестности скважины в процессе разработки;
– близким расположением к забоям скважин ГНК при эксплуатации нефтяной оторочки.

Анализ показывает, что первые две причины превалируют, и в связи с этим при разработке и выборе технологии изоляции газопритоков необходимо, прежде всего, решить задачу создания в пласте протяженного радиального изолирующего экрана, размеры которого должны быть сопоставимы с размерами основания газового конуса.

Установка газоизоляционного экрана может существенно продлить время безгазовой эксплуатации нефтедобывающей скважины. Однако замечено, что образование газового конуса может происходить и после установки экрана, но процесс идет сравнительно медленно.

В мировой практике основными методами изоляции газопритоков являются [2]:

– закачивание воды с целью получения кристаллогидратов в газонасыщенной части пласта;
– закачивание водных растворов хлоридов щелочных или щелочноземельных металлов, в процессе или после проведения которого в результате снижения давления в газонасыщенной зоне образующиеся соли выпадают в осадок;
– закачивание нефти;
– закачивание конденсата и водного раствора ПАВ;
– создание газоизоляционного экрана;
– селективные методы блокирования путей прорыва газа, при которых используются физико-химические взаимодействия газа с раствором асфальтосмолистых веществ (АСВ) в ароматических растворителях, в результате которых происходит осаждение высокомолекулярных АСВ в загазованном поровом пространстве горной породы.

В любом случае для предотвращения прорыва газа вокруг ствола скважины несколько ниже ГНК необходимо устанавливать непроницаемый газоизоляционный экран.

В условиях отсутствия объективной информации о местоположении и толщине загазованного интервала в разрезе продуктивной толщи, вскрываемой скважиной, при установке газоизолирующего экрана могут быть получены отрицательные результаты. Неравномерное распределение газоизолирующей композиции по сечению загазованного интервала, газоизолирующая оторочка может получиться незамкнутой, иметь различную протяженность в различных направлениях (рис. 1), что обеспечивает короткий безгазовый период эксплуатации скважин.

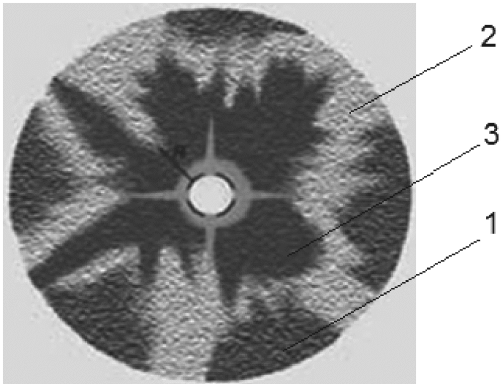

Рисунок 1 – Неравномерное распределение газоизолирующей композиции:
1 – пласт; 2 – газ; 3 – газоизолирующая композиция

В этом случае необходимо учесть все потенциальные риски, способные повлиять на успешность газоизоляционных работ.

Применение принципа анализа рисков и управления проектирования геолого-техническими мероприятиями (ГТМ) с целью изоляции поступления газа в нефтедобывающие скважины, в сочетании с новыми технологиями, значительно улучшит экономические показатели от проведения ГТМ. Хотя сам риск устранить невозможно, его можно лишь существенно снизить при формировании и анализе основных

факторов его возникновения. Применение принципа анализа рисков необходимо развивать и внедрять в ремонтно-изоляционные работы (РИР) в нефтяных скважинах при разработке месторождений.

Шансы на успех от ГТМ для каждой скважины-кандидата неизвестны, и они могут быть только оценены. Но способность оценивать эти шансы правильно можно определить и скорректировать путем анализа результатов ГТМ за прошлые годы, что улучшает качество оценок. Основная проблема состоит в том, что оценку ГТМ, рентабельность и вероятность успеха производят разные специалисты и в разных районах, что требует стандартизации методов оценки на уровне компаний, к тому же отдача от скважин долгосрочная и зависит от многих причин, в том числе от колебаний цен и государственной политики.

Современный анализ рисков в том виде, в каком он сейчас применяется в международной нефтегазовой практике, использует методы статистики, теории вероятностей и теории полезности, которые начали признаваться как самостоятельные разделы математики и философии еще в XVI–XVIII столетиях. Сначала развитие этих методов стимулировалось потребностями азартных игр, в дальнейшем – применением в страховом деле и производственной практике [3].

Проведение ГТМ с целью изоляции поступления газа – подобно большинству бизнес-проектов – представляет собой процесс повторяющихся попыток, проводимых в условиях неопределенности, причем, каждая попытка требует значительных капитальных затрат.

Основные факторы риска, которые следует учитывать перед проведением РИР следующие.

1. Геологические риски: тип залежи; режим работы залежи (газонапорный или растворенного газа; анизотропия пласта-коллектора (неоднородность пласта-коллектора); тип коллектора; свойства нефти и газа; радиус контура питания и нефтенасыщенная толщина пласта; расположение нефтеносных и газоносных горизонтов; наличие сероводорода и углекислого газа в геологическом разрезе; наличие в породе трещин, дефектов сдвига и разрывов; аномально высокое пластовое давление (АВПД), уровень ГНК и т.п.

2. Технические и технологические риски: интервал перфорации (интервал вскрытия); создаваемая депрессия; качество цементного раствора, применяемого при цементировании, и качество цементного камня; способ перфорации и приложение ударных нагрузок; конструкция скважины и ее техническое состояние; герметизация обсадной колонны в муфтовых соединениях; качество ранее проведенных ремонтных работ и т.п.

Каждое решение при РИР связано как с риском, так и с неопределенностью. Риск следует учитывать при принятии решения о том, сколько мы согласны заплатить за дополнительную информацию о причинах загазовывания скважины, принимая во внимание большое влияние предварительных затрат на прибыльность проекта.

При проведении ГТМ наиболее ответственным решением является выявление сходства по геолого-техническим условиям скважин, в которых происходит активное загазовывание.

Вследствие сходства типа залежи, режима ее работы, типа коллекторов, свойств нефти и газа, толщины непроницаемой глинистой перемычки, интервалов перфорации и т.д. существует возможность осуществлять экономические оценки от проведения ГТМ.

Первая задача – подбор скважин-кандидатов для изоляции газа.

После выбора скважины-кандидата для проведения РИР необходимо провести идентификацию причин поступления газа, анализ основных факторов риска.

Второй шаг представляет собой получение следующих оценок ценности ГТМ:

– анализ результатов ГТМ за прошлые периоды;
– оценка дополнительной добычи нефти;
– оценка рентабельности проведения ГТМ.

Третий шаг заключается в реализации и управлении проведения ГТМ и включает следующие задачи:

– стратегия проведения ГТМ – компания проведет тот или иной вид ремонта своими силами или передаст сервисной компании;
– разбиение операционной работы на блоки [4]:

Геологический блок – уточняет фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора.

Технологический блок – уточняет параметры техники и технологии проведения РИР (параметры насосного оборудования; конструкция и геометрия канала доставки труб, инструмента; последовательность закачки и объемы продавочных жидкостей; физические и реологические параметры вспомогательных жидкостей).

Химический блок – уточняет информацию о применении конкретного тампонажного состава и химических реагентов.

Экономический блок – осуществляет выбор лучшего варианта по результатам технико-экономического обоснования (ТЭО).

Таким образом, выбор оптимальных периодов проведения и организации РИР на скважинах выполняют в следующей последовательности:

– установить период, а возможно и даже закон распределения выхода из строя скважины по причине загазовывания;
– определить оптимальные периоды проведения РИР на скважинах с учетом геологических и технико-технологических рисков;

– вычислить корректировочные величины для соответствующих категорий скважин и определить оптимальные периоды РИР на следующий период эксплуатации скважин;

– составить план-график проведения РИР на следующий период.

Авторами настоящей статьи предлагается технология изоляции газа, поступающего из газовой шапки в интервал перфорации нефтяной добывающей скважины, которая включает глушение скважины, извлечение внутрискважинного оборудования, спуск компоновки для радиального бурения на гибкой трубе, бурение радиальных каналов на уровне газонефтяного контакта по радиусу протяженностью больше радиуса газового конуса, подъем компоновки радиального бурения, спуск непрерывной трубы (НТ), закачивание под давлением через НТ в радиальные ответвления изолирующего состава на основе микроцемента (микродур марки U), подъем НТ, ожидание времени затвердевания микроцемента, спуск компоновки с перфоратором, проведение дополнительной перфорации эксплуатационной колонны ниже установки газоизоляционного экрана, освоение и вывод скважины на режим. В качестве изолирующей композиции необходимо использовать композицию микродура марки U с добавлением полифункционального модификатора PFM-ISO, суперпластификатора F-10 (при следующем соотношении компонентов, % масс: микродур U 48,5–49,2; полифункциональный модификатор PFM-ISO 0,8–1,5; суперпластификатор F-10 0,8–1,5; вода – остальное) с последующим докреплением композиции цементным раствором, с образованием газоизоляционного экрана с большим радиусом протяженной изолируемой зоны. Радиальные каналы перед закачкой изолирующего состава на основе микродура марки U не обсаживаются, что обеспечивает возможность растекания изолирующей композиции по приканальным зонам для получения экрана заданной толщины [5].

Микродур – это особо тонкое минеральное вяжущее вещество с гарантированно плавным изменением гранулометрического состава.

Полифункциональный модификатор «PFM-ISO» – это комплексный продукт на основе полиметиленнафталинсульфонатов натрия, стабилизирующих веществ с гидрофобизирующими компонентами, обспечивающий повышенные требования по прочности и долговечности получающегося цементного (микродурного) камня. Не содержит веществ, вызывающих коррозию оборудования.

Гидрофобизирующий полифункциональный модификатор «PFM-ISO» повышает пластичность цементного (микродурного) камня без снижения его прочностных характеристик (показателей).

Суперпластификатор «F-10» – это продукт на основе конденсации нафталинсульфокислоты и формальдегида, не содержит веществ, вызывающих коррозию, обладает стабилизирующим действием.

Суперпластификатор «F-10» позволяет получать при оптимальных дозировках высоко пластифицированные растворы, при минимальном значении вода/цемент, позволяющие значительно долго сохранить подвижность и однородность бетонных смесей. Повышенная степень гидратации цемента при меньшем В/Ц за счет диспергирующего действия, позволяет достигать высоких значений ранней прочности, повышая прочность конечную (марочную).

Результаты лабораторных исследований по определению реологических и физико-механических свойств тампонажных материалов представлены в источнике [6].

На рисунках 2, 3, 4 и 5 представлены схема реализации технологии работ.

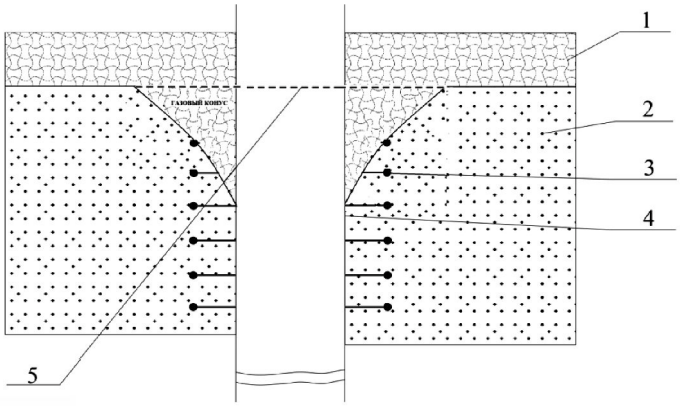

Рисунок 2 – Формирование газового конуса в нефтедобывающей скважине:
1 – газонасыщенная часть; 2 – нефтенасыщенная часть;
3 – перфорационные отверстия; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – ГНК

Скважину, в которой газ из газовой шапки 1 прорвался в нефтяной пласт 2 через имеющиеся верхние перфорационные отверстия 3 (рис. 2), останавливают и глушат. Из скважины, из ее эксплуатационной колонны 4, извлекают внутрискважинное оборудование (не показано). На уровне текущего ГНК 5 проводят бурение радиальных каналов 6 необходимой длины, равной или несколько превышающей статический радиус газового конуса на 1–2 м (рис. 3). После этого осуществляют закачивание под давлением через непрерывную трубу изолирующий состав на основе микродура марки U, поли-

функционального модификатора PFM-ISO, суперпластификатора F-10 (при следующем соотношении компонентов, % масс: микродур U 48,5–49,2; полифункциональный модификатор PFM-ISO 0,8–1,5; суперпластификатор F-10 0,8–1,5; вода – остальное) 7 (рис. 4). Проводят докрепление цементным раствором 8, тем самым создавая прочный газоизоляционный экран (рис. 5), при необходимости осуществляют дополнительную перфорацию (например, гидропескоструйную) эксплуатационной колонны и ниже установки газоизоляционного экрана, освоение скважины и ее вывод на режим.

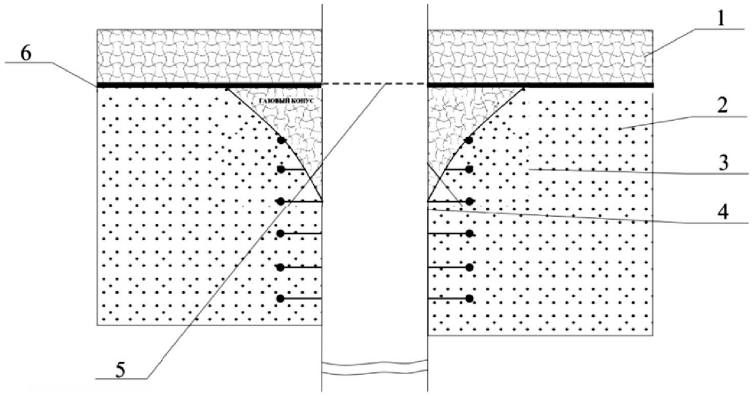

Рисунок 3 – Бурение радиальных каналов на уровне ГНК:
1 – газонасыщенная часть; 2 – нефтенасыщенная часть; 3 – перфорационные отверстия; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – ГНК; 6 – радиальные каналы (ответвления)

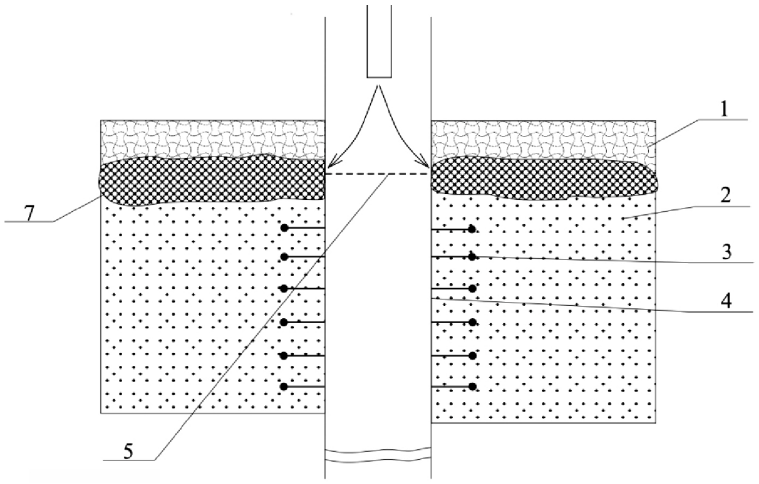

Рисунок 4 – Закачивание тампонажного материала на основе микроцемента:
1 – газонасыщенная часть; 2 – нефтенасыщенная часть; 3 – перфорационные отверстия; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – ГНК; 7 – тампонажный раствор на основе Микродура

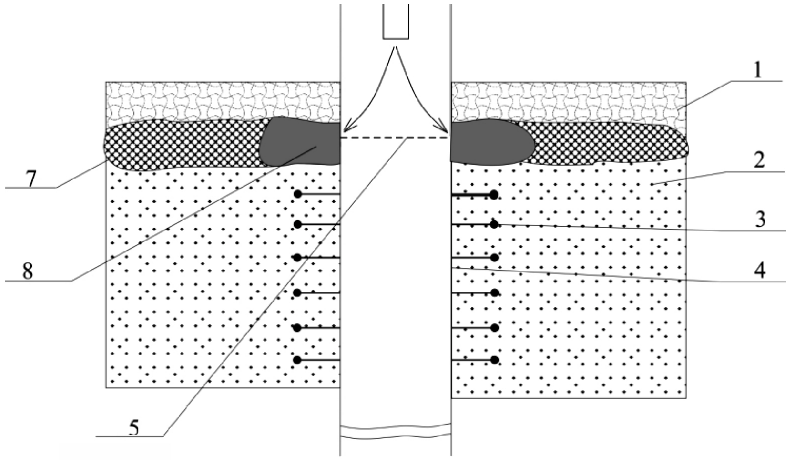

Рисунок 5 – Докрепление газоизоляционного экрана цементным раствором:
1 – газонасыщенная часть; 2 – нефтенасыщенная часть; 3 – перфорационные отверстия; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – ГНК; 7 – тампонажный раствор на основе Микродура; 8 – докрепляющий состав на основе цемента

Литература:

1. Клещенко И.И. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин: монография / И.И. Клещенко, А.В. Григорьев, А.П. Телков – М. : Недра, 1998. – 267 с.
2. Клещенко И.И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, А.К. Ягафаров. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 340 с.
3. Питер Р. Роуз. Анализ рисков и управление нефтегазопоисковыми проектами : Питер Р. Роуз. – М. – Ижевск : НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. – 304 с.
4. Стрижнев К.В. Разработка научно-методических основ для создания отечественного программного комплекса «РИР-проект» / К. В. Стрижнев // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 01. – С. 92–94.
5. Леонтьев Д.С. Способ изоляции газа, поступающего из газовой шапки в нефтяную залежь / Д.С. Леонтьев, Д.А. Бакин // Проблемы развития газовой промышленности Сибири: сборник тезисов докладов XIX науч.-практич. конф. молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаз / ООО «ТюменНИИгипрогаз. – Тюмень, 2016, С. 89–90.
6. Пат. 2608103 Российская Федерация, МПК E21B 43/32 (2006.01), C09K 8/493 (2006.01). Способ изоляции газа, поступающего из газовой шапки в нефтяную залежь / Леонтьев Д.С., Кустышев А.В., Клещенко И.И и др. ; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет». – № 2015138520 ; заявл. 09.09.2015; опубл. 13.01.2017, Бюл. № 2. – С. 13.

References:

1. Kleschenko I.I. Isolation work in the completion and operation of oil wells: monograph / I.I. Kleshchenko, A.V. Grigoriev, A.P. Telkov. – M. : Nedra, 1998 – 267 p.
2. Kleschenko I.I. Theory and practice of repair and insulation work in oil and gas wells: a tutorial / I.I. Kleshchenko, G.P. Zozulya, A.K. Yagafarov. – Tyumen : Tyumen State Oil and Gas University, 2010. – 340 p.
3. Peter R. Rose. Risk analysis and management of oil and gas exploration projects: Peter R. Rose. – M. – Izhevsk : SRC «RHD», Izhevsk Institute of Computer Research, 2011. – 304 p.
4. Strizhnev K.V. Development of scientific and methodological foundations for the creation of the national software complex «RIR-project» / K.V. Strizhnev // Oil industry. – 2011. – No. 01. – P. 92–94.
5. Leontiev D.S. A method for the isolation of gas coming from a gas cap in an oil deposit / D.S. Leont'ev, D.A. Bakin // Problems of the development of the gas industry in Siberia: a collection of abstracts of papers XIX scientific-practical. Conf. Young scientists and specialists TyumenNIIgiprogaz / TyumenNIIgiprogaz. – Tyumen, 2016. – P. 89–90.
6. Pat. 2608103 Russian Federation, IPC E21B 43/32 (2006.01), C09K 8/493 (2006.01). A method of isolating gas coming from a gas cap into an oil deposit / Leontiev D.S., Kustyshev A.V., Kleshchenko II, et al; The applicant and the patent holder of the «Tyumen Industrial University». – No. 2015138520; Claimed. 09/09/2015; Publ. 01/01/2012, Byul. № 2. – P. 13.