



УДК 532.5 + 622.276 (073)

ПРОМЫСЛОВЫЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПОЛЯРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



FIELD AND HYDRODYNAMIC STUDIES OF WELLS ON THE POLYARNOYE FIELD

Даценко Елена Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aldac@mail.ru

Орлова Инна Олеговна

кандидат технических наук,
доцент кафедры нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
assoletta77@mail.ru

Авакимян Наталья Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры общей математики,
Кубанский государственный
технологический университет
avnatali@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены промысловые и гидродинамические исследования скважин на Полярном месторождении. Выполнен анализ комплексных исследований на разных режимах с регистрацией кривой восстановления давления. Описаны индикаторные методы изучения пласта (трассерные исследования пласта).

Ключевые слова: промысловые и гидродинамические исследования скважин, комплексные исследования на разных режимах, установление гидродинамической связи между скважинами, установление фильтрационных потоков нагнетаемой жидкости, кривая восстановления давления, индикаторные методы изучения пласта, трассерные исследования пласта.

Datsenko Elena Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor
of Oil and Gas Engineering Department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
aldac@mail.ru

Orlova Inna Olegovna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor
of Oil and Gas Engineering Department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
assoletta77@mail.ru

Avakimyan Natalya Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor
of General Mathematicians Department,
Kuban state technological university
avnatali@mail.ru

Annotation. The article discusses field and hydrodynamic studies of wells in the Polyarnoye field. The analysis of complex studies in different modes with the registration of the pressure recovery curve is performed. Indicator methods for studying the reservoir (tracer studies of the reservoir) are described.

Keywords: field and hydrodynamic studies of wells, comprehensive studies in different modes, establishing a hydrodynamic connection between wells, establishment of filtration flows of the injected fluid, pressure recovery curve, indicator methods for studying the reservoir, reservoir tracer studies.

Гидродинамические методы исследований скважин являются одним из основных видов контроля за разработкой месторождения. Под ГДИС понимается система мероприятий, проводимых на скважинах по специальным программам: замер с помощью приборов ряда величин – изменение буферного и затрубного давлений, дебита (приёмистости), уровней раздела фаз в стволе, температуры и забойного давления во времени и др., относящихся к продуктивным пластам. Последующая обработка замеряемых данных, интерпретация и анализ ГДИС позволяет получить информацию о продуктивных характеристиках пластов и скважин, определять фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта, а также особенности околоскважинной и удалённой зон пласта (геометрию пласта, наличие непроницаемых разломов и областей постоянного давления: газовые шапки и активные аквиферы) и тип коллектора (наличие вторичной пористости) и т.п.

В условиях наличия коллектора со сложным строением пустотного пространства и неоднородностей в виде непроницаемых границ вопрос распределения добычи по интервалам пласта и выработки запасов является наиболее сложным и требующим тщательного анализа и обоснованности подходов и методик. Коллекторы Полярного месторождения относятся к трещинно-кавернозно-поровому типу. Поэтому кроме стандартных задач гидродинамических исследований скважин (ГДИС) по определению



пластового давления, проницаемости и скин-фактора, а также промыслово-геофизических исследований (ПГИ) по установлению интервалов притока и приёмистости, возникает задача оценки роли трещин, каверн и порового пространства в обеспечении притока. Эти задачи не могут быть решены без достаточного объёма исследований, направленных как на уточнение геолого-физических характеристик пластов, так и контроль за выработкой запасов. Для Полярного месторождения выбраны методики, которые позволят определить фильтрационные параметры пласта и проводить анализ выработки запасов, а также планировать различные геолого-технические мероприятия, направленные на повышение эффективности разработки.

Основные принципы используемой методики, следующие:

1) постоянный контроль за объёмами добычи, закачки, обводнённостью продукции, динамикой давлений;

2) контроль за забойным и устьевым давлением в добывающих и нагнетательных скважинах;

3) постоянно действующая фильтрационная модель и модель сети естественных трещин, учитывающие результаты всех проведённых на месторождении исследований;

4) достаточный охват исследованиями добывающего и нагнетательного фонда скважин.

Условно все методы контроля на месторождениях поделены на «текущие» и «адресные». Под «текущими» методами понимаются методы, направленные на контроль текущих параметров добычи жидкости, обводнённости, закачки, динамического уровня, устьевого и забойного давлений, газового фактора и т.д.

К текущим методам контроля отнесены:

1) замеры дебитов жидкости, обводнённости продукции, приёмистости;

2) мониторинг газового фактора;

3) глубинные замеры давления на забое с помощью датчиков давления в добывающих скважинах (в т.ч. с возможностью считывания информации в режиме online);

4) устьевые и глубинные замеры давления в нагнетательных скважинах.

Для замеров дебитов жидкости и попутного газа добывающих и обрабатываемых на нефть нагнетательных скважин рекомендуется применять различные замерные установки (ЗУ) с измерением массового расхода по нефти и жидкости типа «ОЗНА», «АСМА», «PhaseTester» и т.п.

Замеры дебитов добывающих скважин и расхода в нагнетательных скважинах необходимо производить ежедневно. Отбор проб скважинной продукции для определения обводнённости производится 2 раза в неделю. Контрольные замеры забойного давления (динамического уровня), устьевого давления – не менее 5 раз в месяц.

Под «адресным» контролем понимаются методы исследования, направленные на определение фильтрационно-емкостных параметров пласта, оценки типа коллектора, установление гидродинамической связи между скважинами и уточнения границ пласта.

К адресным методам контроля отнесены следующие:

1) испытатель пластов (ИПТ, MDT);

2) комплексные исследования на разных режимах (ИК) с регистрацией кривой восстановления давления (КВД);

3) гидропрослушивание;

4) индикаторные методы изучения пласта (трассерные исследования пласта).

Испытание пласта – это технологический комплекс работ в скважине, связанный со спускоподъёмными операциями инструмента, созданием глубокой депрессии на пласт, многоцикловым вызовом притока пластовой жидкости и отбором глубинных проб с регистрацией диаграмм изменения давления и температуры на забое и в трубах автономными манометрами.

Каждый цикл состоит из открытого периода с регистрацией кривой притока (КП) и закрытого периода с регистрацией кривой восстановления давления (КВД). Продолжительность периодов выбирают, исходя из решаемой задачи. Так, для определения начального пластового давления используют КВД после кратковременного притока (первый цикл), для отбора представительной пробы пластового флюида и оценки фактической продуктивности требуется большая продолжительность притока, а также длительная КВД для определения гидропроводности удалённой зоны пласта, потенциальной продуктивности и скин-фактора (второй цикл).

ИПТ применяют для испытаний пластов в открытом стволе в процессе бурения, а также в обсаженных и перфорированных скважинах, когда использование стандартных технологий КВД и ИД малоинформативно:

- в низко- и среднедебитных эксплуатационных скважинах;
- при наличии перфорации двух стратиграфически различных пластов;
- при работе скважины в режиме неустойчивого фонтанирования.

Преимущества ИПТ заключаются в возможности создания малого подпакерного объёма, что позволяет снизить влияние упругой реакции ствола скважины и, тем самым, получить необходимые условия фильтрации в пласте при существенно меньшей продолжительности исследований.



Тем не менее, время нахождения инструмента на забое скважины ограничено технологическими причинами (несколько часов). Поэтому радиус исследования пласта при ИПТ невелик и полученные параметры пласта лишь приблизительно характеризуют добывные возможности скважины в условиях длительной эксплуатации.

Комплексные исследования на разных режимах (ИК) с регистрацией кривой восстановления давления (КВД)

Цель исследований: определение фильтрационно-емкостных параметров пласта (гидропроводности, проницаемости, скин-фактора), коэффициента продуктивности скважины, пластового давления, оценка типа коллектора.

Гидродинамические исследования основаны на установлении взаимосвязей между дебитами скважин и определяющими их перепадами давления в пласте. Различают исследования на установившихся режимах фильтрации – метод снятия индикаторной диаграммы (ИД) и на неустановившихся режимах – методы кривой восстановления давления (КВД), кривой падения давления (КПД), кривой восстановления уровня (КВУ) или кривой притока (КП).

С учётом специфики Полярного месторождения рекомендуется проводить исследования при фонтанировании с регистрацией забойного давления и дебитов на разных режимах (ИД) и с дальнейшей остановкой для регистрации кривой восстановления давления путём герметизации устья после работы скважины. В случае невозможности вывода скважин на режим фонтанирования необходимо отработать и исследовать скважины с помощью струйного насоса.

Метод снятия индикаторной диаграммы (ИД) применяется с целью определения оптимального способа эксплуатации скважины, изучения влияния режима работы скважины на величину дебита. Индикаторные диаграммы строятся по данным установившихся отборов и представляют собой зависимость дебита от депрессии или забойного давления.

Метод установившихся отборов применим для скважин с устойчивыми дебитами и предусматривает проведение замеров на 4–5 установившихся режимах. Отработка скважины, как правило, проводится на штуцерах с различными диаметрами. При отработке с помощью струйного насоса режимы задаются путём изменения давления насоса. При каждом режиме измеряют забойное давление, дебиты жидкой и газообразной фаз пластового флюида, обводнённости и др.

Основными определяемыми параметрами являются пластовое давление и коэффициент продуктивности. Для более полной оценки фильтрационных характеристик пласта необходимо комплексирование с методом КВД в остановленной скважине.

Для определения параметров удалённой от скважины зоны пласта длительность регистрации КВД должна быть достаточной для исключения влияния «послепритока» (продолжающегося притока жидкости в ствол скважины), после чего увеличение давления происходит только за счёт сжатия жидкости в пласте и её фильтрации из удалённой в ближнюю зону пласта (конечный участок КВД).

Продолжительность исследования эксплуатационной скважины методом КВД может составлять от нескольких десятков часов до нескольких недель, благодаря чему радиус исследования охватывает значительную зону пласта. Тем не менее, при большой длительности исследования конечные участки КВД могут быть искажены влиянием соседних скважин на распределение давления в удалённой зоне пласта, что позволяет определить границы влияния воронки фильтрации соседних скважин, а также определить границы пласта, сбросы и разломы.

Порядок проведения работ

ГДИС проводят после вторичного вскрытия пласта. Для вывода скважины на режим фонтанирования необходимо провести снижение забойного давления компрессированием.

Гидропрослушивание – это единственный способ определения в явном виде пьезопроводности пластов в межскважинном пространстве.

Цель исследований: определение фильтрационно-емкостных параметров пласта (гидропроводности, проницаемости, пьезопроводности).

Существует много модификаций гидропрослушивания, отличающихся только способом создания импульса давления в возмущающей скважине и методом обработки полученной информации. Общим недостатком традиционных способов создания возмущающего импульса давления является малая интенсивность возмущающего, что затрудняет его идентификацию на фоне естественных помех даже в остановленных реагирующих скважинах.

Исследования методом гидропрослушивания предполагают измерения давления в наблюдательных скважинах, т.е. регистрация отклика на возмущение, созданное в активной скважине. Возмущение в активной скважине создаётся в процессе бурения скважины, при вторичном вскрытии пласта (перфорация), при отработке скважины (смена режимов отработки, остановка или запуск скважины).

Все работы в скважинах проводятся с замером в наблюдательных скважинах: давления и температуры – устьевых и забойных. В активных скважинах необходимо регистрировать время начала



разбуривания исследуемых объектов, вторичного вскрытия пласта, изменение режимов при отработке и проводить замеры дебитов на режимах.

Если при гидропрослушивании в скважине не отмечается реагирование на изменение отбора в соседней скважине, то это указывает на отсутствие гидродинамической связи между скважинами вследствие наличия непроницаемого экрана (тектонического нарушения, выклинивания пласта). Таким образом, гидропрослушивание позволяет выявить особенности строения пласта, которые не всегда представляется возможным установить в процессе разведки и геологического изучения месторождения.

Индикаторные методы изучения пласта (трассерные исследования пласта)

Цель исследований:

- 1) установление гидродинамической связи между скважинами;
- 2) установление фильтрационных потоков нагнетаемой жидкости;
- 3) определение скоростей фильтрации;
- 4) определение фильтрационных параметров пласта.

Индикаторный метод позволяет изучать движение пластовых и нагнетаемых флюидов, определять их природу, оценивать фильтрационные характеристики пласта-коллектора. При этом для решения задач, связанных с изучением фильтрации нефти непосредственно в пластовых условиях, необходимо использовать меченые жидкости на нефтяной основе. Применение водных индикаторов не позволяет решать эти задачи, так как меченая жидкость должна полностью идентифицироваться с изучаемым флюидом, в данном случае пластовой нефтью. Меченые жидкости на нефтяной основе позволяют реализовать возможности индикаторного метода на качественно новом уровне и решать ряд задач нефтепромысловой геологии до начала заводнения и, что особенно важно, на стадии разведки в процессе опытной эксплуатации.

Вещества, используемые в качестве индикаторов, должны хорошо растворяться в нефти, не выпадать в осадок, не сорбироваться горной породой, сохраняться в пластовых условиях весь период исследований, регистрироваться в широком интервале концентраций, не загрязнять окружающую среду. Практически всем перечисленным требованиям отвечает тритиевый индикатор.

Для приготовления меченой нефти отбирают пробу пластовой нефти и разгоняют её на температурные фракции. Часть атомов водорода в молекуле одной из выделенных фракций нефти замещается радиоактивным изотопом – тритием. Меченая фракция смешивается с пластовой нефтью и закачивается в пласт. Возможно использование для мечения вместо выделенной фракции нефти химически чистых УВ, например, гептана, октана, которые после мечения добавляют в пластовую нефть. Поэтому фильтрацию такой меченой нефти можно однозначно сопоставить с движением пластовой нефти, так как по своим физико-химическим свойствам они практически не отличаются друг от друга.

Поэтому для определения фильтрационных параметров пласта по результатам индикаторных исследований, проводимых с меченой нефтью, предлагается методика, заключающаяся в изучении фильтрации меченой нефти, когда она не подвергается вытесняющему воздействию закачиваемого агента. Такие исследования можно проводить на этапе разведки залежи, при добыче нефти фонтанным или механизированным способами без поддержания пластового давления, т.е. без нагнетания в пласт вытесняющего агента. Меченая нефть вводится в пласт через наблюдательную, контрольную, разведочную или остановленную эксплуатационную скважину. Индикатор будет продвигаться по пласту за счёт естественного фильтрационного потока, вызванного отбором жидкости из эксплуатационных скважин, т.е. будет происходить дрейф меченой нефти. Метод даёт возможность оценить фильтрационные параметры модели пласта: числа прослоев и значений их проницаемостей и толщин.

В результате теоретических и экспериментальных исследований показано принципиальное отличие переноса оторочки меченой нефти по пласту от дрейфа оторочки меченой воды, заключающееся в задержке части меченой нефти в пласте. Такая задержка индикатора объясняется обменом меченой и остаточной нефти. Зная количество добытого из пласта индикатора, можно рассчитать значение остаточной нефтенасыщенности непосредственно в пластовых условиях.

Для определения фильтрационных параметров межскважинной зоны пласта по результатам индикаторных исследований, проводимых на стадии разведки месторождения, необходимо применять методику, заключающуюся в изучении характеристик дрейфа оторочки меченой нефти за счёт естественного фильтрационного потока.

Для установления факта появления индикатора рекомендуется использовать объёмы закачиваемого раствора порядка нескольких процентов порового объёма исследуемой части пласта; закачивать индикатор максимальной концентрации, допустимой требованиями радиационной безопасности.

Порядок проведения работ

До начала индикаторных исследований необходимо подготовить и обеспечить беспрепятственный доступ к каждой скважине на объекте. Технология индикаторных исследований не предъявляет специальных требований к конструкции устьевого и подземного оборудования.



Общее количество скважин, рекомендованных для исследования на Полярном месторождении, составляет 20 (скважины №№ 2п, 20п, 1001, 1010, 1008, 1058г, 1004, 1011, 1052г, 1002, 1012, 1059г, 1005, 1017, 1023, 1007, 1018, 1045г, 1019 и 1003). На месторождении рекомендуется провести закачку меченой жидкости в скважину № 2п. Во время проведения исследований выбранные скважины будут выполнять функцию нагнетательных. Объем закачиваемой меченой жидкости определяется в зависимости от объема порового пространства сервисной компании, проводящей исследования с согласованием с заказчиком.

Основными условиями при проведении индикаторных работ являются техническая исправность устьевого оборудования, герметичность насосно-компрессорных труб, эксплуатационной колонны и за- колонного пространства. До начала индикаторных исследований необходимо осуществить контроль технического состояния выбранных нагнетательных и добывающих скважин (устьевой арматуры, пробоотборников, проверить отсутствие межпластовых перетоков). При выявленном неудовлетворительном состоянии скважин в обязательном порядке до начала индикаторных исследований на них проводят соответствующие работы по устранению неисправностей. При невозможности приведения скважин в удовлетворительное состояние для проведения исследований – для закачки подбирают другие нагнетательные скважины, подконтрольные добывающие скважины заменяют на другие, либо сокращают их число.

С целью определения фоновой концентрации индикатора в продукции добывающих скважин перед началом исследований не ранее, чем за 5 суток до намеченной даты проведения исследований необходимо выполнить отбор фоновых проб продукции объемом не менее 1 литра по добывающим скважинам в количестве не менее двух проб от каждой скважины.

После введения в контрольные нагнетательные скважины заданного объема меченой жидкости она оттесняется к контрольным добывающим скважинам вытесняющим агентом путём последующей (после закачки меченого вещества) непрерывной подачи нефти в контрольные нагнетательные скважины.

Одновременно с устья добывающих скважин начинают производить отбор проб. Отбор проб и их хранение следует производить в металлических, стеклянных или пластмассовых ёмкостях, допускающих многократную мойку. Объем отбираемой пробы должен обеспечить от 30 см³ до 50 см³ добываемой жидкости. Отобранные пробы анализируют в лабораторных условиях для определения наличия трассера и его количества. Исследования по отбору проб продолжают в течение времени поступления трассера с концентрацией, равной половине максимальной концентрации после его прохождения. Указанная величина является минимальной для получения оценки фильтрационных параметров пласта по трассерным данным. Для уверенного решения задачи продолжительность должна быть увеличена на 30–40 % для учёта степени неоднородности исследуемого участка. Исследования могут длиться 0,5–1 года.

Частота проб определяется решаемой задачей. Если ставится задача только качественная – установление гидродинамической связи объектов, то основным критерием частоты отбора проб будет фиксация трассера в добывающей скважине (ставится задача «не пропустить» трассер). Если ставится задача определения фильтрационных параметров пласта по трассерным данным, то частота отбора резко увеличивается, так как важно зарегистрировать не только факт появления трассера, но и особенности кривой «концентрация трассера – время». При решении качественных задач компьютерное моделирование не требуется – достаточно в течение первых десяти дней отбирать пробы ежедневно, а затем – 2–3 раза в неделю. При решении количественных задач для определения частоты отбора проб необходимо провести специальное моделирование в процессе исследования с учётом уже замеренных данных «концентрация трассера – время». Методика, предложенная Всероссийским научно-исследовательским институтом геологических, геофизических и геохимических систем «ВНИИгеосистем», позволит минимизировать расход индикатора и оптимизировать время проведения исследований и график отбора проб.

Определяемые величины:

- появление индикатора в конкретной добывающей скважине;
- время движения индикатора в пласте;
- изменение концентрации индикатора во времени;
- изменение во времени общего количества индикатора, отобранного из данной добывающей скважины.

Литература

1. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.



5. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
6. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
7. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
8. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
9. Вержбицкий В.В., Гункина Т.А., Чернова В.В. Влияние неоднородности пласта на результаты газогидродинамических исследований // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – 2017. – С. 57–60.
10. Гусейнова Н.И. Определение направления и скорости движения закачиваемой в продуктивный горизонт жидкости путём расчёта гидродинамических показателей пластового потока // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 149–151.
11. Казетов С.И., Исмагилов С.Ф. Прогнозирование индикаторных диаграмм на базе модификации формулы Вогеля // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 97–100.
12. Трассерные исследования межскважинного пространства / И.О. Орлова [и др.] // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 2. – С. 67–69.
13. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – 2017. – С. 215–226.
14. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О. Анализ эффективности проведения потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском нефтегазоконденсатном месторождении // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 4. – С. 16–20.
15. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) / О.В. Савенок [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 4. – С. 59–65.
16. Самойлов А.С. Индикаторные методы контроля скорости фильтрации при разработке нефтяных месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 45–58.
17. Анализ применения и рекомендации потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском месторождении / А.Л. Яковлев [и др.] // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 323–331.

References

1. Ecology at construction of the oil and gas wells: a textbook for students of higher educational institutions / A.I. Bulatov [et al.] – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
5. Geoinformatics of the oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
6. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a textbook. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
7. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of wells. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
8. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
9. Verzhbitsky V.V., Gunkina T.A., Chernova V.V. Influence of a layer heterogeneity on the results of the gas-hydrodynamic research // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – 2017. – P. 57–60.
10. Guseynova N.I. Determination of direction and speed of the liquid injected into the productive horizon by means of calculation of the hydrodynamic parameters of the formation flow // Bulatovskie readings. – 2018. – V. 2. – Part. 1. – P. 149–151.
11. Kazetov S.I., Ismagilov S.F. Prediction of the indicator diagrams based on the Vogel formula modification // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 97–100.
12. Tracer investigations of the interwell space / I.O. Orlova [et al.] // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 2. – P. 67–69.
13. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well by results of the hydrodynamic research at an established filtration // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – 2017. – P. 215–226.
14. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Petrushin E.O. Analysis of the flow-deflecting technology efficiency at Vyn-gapurovsk oil-gas-condensate field // Petroleum engineer. – 2017. – № 4. – P. 16–20.
15. Optimization of the injection well stock at the late stage of development based on the results of the tracer analysis (by the example of Dysh field) / O.V. Savenok [et al.] // Petroleum engineer. – 2018. – № 4. – P. 59–65.
16. Samoilov A.S. Indicative methods of the filtration speed control at oil fields development // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2015. – № 3. – P. 45–58.
17. Analysis of the application and recommendations of the flow-diversion technologies at Vyn-gapurovskoye field / A.L. Yakovlev [et al.] // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 323–331.