

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ
УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
С ЦЕЛЬЮ ПОИСКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ-АНАЛОГОВ**



**ANALYSIS OF THE GEOLOGICAL AND PRODUCTION CHARACTERISTICS
OF THE URENGOYSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD
TO SEARCH FOR ANALOGUE FIELDS**

Жарикова Наилия Халимовна

кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
zharikova_nkh@pers.spmi.ru

Горпинченко Алексей Николаевич

заместитель генерального директора по общим вопросам
ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Девелопмент»
swengorr@yandex.ru

Масалова Ангелина Алексеевна

студентка направления подготовки
21.04.01 «Нефтегазовое дело»,
профиль «Проектирование и управление объектами
нефтегазовой отрасли»,
Санкт-Петербургский горный университет
masalovaangel@mail.ru

Аннотация. Ачимовские залежи являются наиболее значимыми в современной разработке. Поскольку традиционные запасы нефти и газа близки к их истощению, необходимо найти технические и технологические решения для разработки трудноизвлекаемых запасов. Для подбора оптимальной разработки месторождений с низкими показателями проницаемости и высоким пластовым давлением необходимо подобрать месторождения-аналоги, изучить технологии, которые применяются для их разработки, получить теоретический опыт для обоснования концепта разработки, а также изучить методологию выбора оптимальной стратегии разработки с целью увеличения доходов от продажи нефти и газа при уменьшении денежных средств, потраченных на их добычу.

Ключевые слова: геологическое строение Уренгойского месторождения, поиск месторождений-аналогов, выбор месторождений, схожих с ачимовскими отложениями, базовые критерии для подбора месторождений-аналогов, технологии, используемые на месторождениях-аналогах, технологии проведения ГРП, разработка месторождений в условиях АВПД.

Zharikova Nailia Khalimovna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields
Saint Petersburg Mining University
zharikova_nkh@pers.spmi.ru

Gorpinchenko Alexey Nikolaevich

Deputy Chief Executive Officer
for General Affairs,
LLC «Gazprom Personnel»
Project «Achim Development»
swengorr@yandex.ru

Masalova Angelina Alekseevna

Student Training Direction
21.04.01 «Oil and Gas Engineering»,
Profile «Design and Management
of Oil and Gas Industry Facilities»,
Saint Petersburg Mining University
masalovaangel@mail.ru

Annotation. Achimov deposits are the most significant in modern development. Since traditional oil and gas reserves are close to their depletion, it is necessary to find technical and technological solutions for the development of hard-to-recover reserves. To select the optimal development of fields with low permeability and high reservoir pressure, it is necessary to select analogous fields, study the technologies used for their development, gain theoretical experience to justify the development concept, and study the methodology for choosing the optimal development strategy in order to increase sales revenue oil and gas while reducing the money spent on their production.

Keywords: geological structure of the Urengoyskoye field, search for analogue deposits, selection of deposits similar to the Achimov deposits, basic criteria for selecting analogous deposits, technologies used at analogous deposits, hydraulic fracturing technologies, field development under abnormally high formation pressure conditions.

Общие сведения о месторождении

Уренгойское месторождение является действительно уникальным, оно относится к числу крупнейших газовых месторождений в мире, уступая по запасам только газовому гиганту Северный / Южный Парс в водах Катара и Ирана. Его из-

влекаемые запасы оцениваются до 10 трлн м³ газа, что в 5 раз превышает разведанные запасы газа Алжира, Мексики, Канады, Великобритании и Нидерландов вместе взятых.

Уренгойское НГКМ было открыто в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа в 1966 году разведочной скважиной, которая прошла сеноманскую газовую залежь на 89 м. Пробуренная разведочная скважина положила начало интенсивной добыче природного газа, которая началась с 1978 года. За последующие 3 года было поднято на поверхность 100 млрд м³ сырья.

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение располагается на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, приуроченной к одноимённой Западно-Сибирской плите – крупной асимметричной впадине, сложенной терригенными отложениями.

Геологический разрез Западно-Сибирского бассейна представлен мезозойско-кайнозойскими песчано-глинистыми отложениями осадочного чехла и метаморфизованными породами фундамента палеозойского возраста.

Согласно нефтегеологическому районированию Западно-Сибирская НГП подразделяется на 10 нефтегазоносных областей, которые выделяются по основным местам скопления нефти и газа, связанным с региональными положительными структурами (мегавалами, поднятиями и пр.) (рис. 1).



Рисунок 1 – Обзорная карта района

Одной из богатейших НГО с точки зрения суммарных запасов УВ является Надым-Пурская нефтегазоносная область. В её строении выделяется ряд крупных поднятий, валов (Уренгойский, Ямбургский, Танловский) и сводов, с которыми связано

большинство месторождений УВ данной территории. Строение положительных структур осложнено локальными поднятиями, значительная часть которых также является нефтегазоносными.

Месторождение характеризуется следующими параметрами: длина – 220 км и площадь 6 тыс. км². Январь 1984 года отметился важным событием – уренгойский газ начал экспортироваться в Западную Европу. Количество добываемого сырья с каждым годом росло: с 9 млрд м³ газа в 1978 году, на следующий – в 2,5 раза больше, а в 1986 году объёмы достигли проектной мощности. С 1997 года помимо газовых введены в эксплуатацию нефтяные скважины.

В 2008 году приступили к разработке ачимовских отложений, богатых газом и конденсатом.

Уренгойское месторождение правильнее всего было бы называть Уренгойским газосоплением. Оно приурочено к Уренгойскому мегавалу – крупной (180 x 30 км) пологой брахиантиклинальной складке субмеридионального простирания, которая является частью ещё более крупного Нижнепурского мегавала. Строение Уренгойского вала осложнено рядом локальных поднятий, которые буквально насыщены газовыми залежами.

В строении Уренгойского месторождения участвуют породы от юрского до палеогенового возраста. Палеозойский фундамент фиксируется геофизическими методами на глубине около от 5 до 7 км. Отложения юрской системы залегают на фундаменте несогласно и представлены нижним (тюменская свита), средним (абалакская свита) и верхним отделами (нижняя часть баженовской свиты). Тюменская свита представлена преимущественно угленосными континентальными отложениями – переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. В абалакской и баженовской свитах преобладают тёмно-серые аргиллиты.

Геологическое строение Уренгойского месторождения

Уренгойское месторождение входит в Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию. Сложное строение месторождения связано с очаговыми поднятиями – северным, центральным и южным, которые богаты газовыми залежами. В границах месторождения обнаружены газовая (1), газоконденсатные (7), газоконденсатонефтяные (30) и нефтяные (3) залежи.

Залежи углеводородов Уренгойского месторождения имеют очень сложное геологическое строение. В разрезе выделяются 3 этажа нефтегазоносности: сеноманский, неокомский и ачимовский (рис. 2). Самый верхний сеноманский этаж находится на глубинах от 1030 до 1280 м. Это самая главная по запасам газовая залежь месторождения. Её мощность составляет 250 м. Продуктивные отложения представлены плохо-сортированными песчаниками с линзовидными прослоями алевролитов и глин покурской свиты. Пористость пород-коллекторов высокая – от 25 до 35 %. Песчаники сложены кварцем (от 50 до 70 %), полевыми шпатами (от 25 до 35 %) и обломками пород. Матрикс – глинистый. Региональной покрывкой для сеноманской залежи являются глинистые породы верхнего мела и палеоцена. Сеноманская залежь представляет собой залежь пластового типа. ГВК находится на абсолютных отметках от 1230 до 1141 м.

Неокомский этаж (валанжинские залежи) включает в себя 22 нижнемеловых нефтегазоконденсатных залежи, образует самостоятельные месторождения (Уренгойское, Ен-Яхинское, Северо-Уренгойское и Песцовое) и находится на глубинах от 1700 до 3340 м. Некоторые залежи имеют нефтяные оторочки. Мощность неокомского этажа составляет около 160 м. Продуктивные породы сложены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Залежи пластового типа, подстилаются подошвенной водой.

Нижний ачимовский этаж нефтегазоносности бурением изучен слабо. Он залегают на глубинах от 3550 до 4000 м. Формирование газовых залежей произошло в неогене. Обработка данных геологической модели Уренгойского месторождения показывает, что размер ачимовских залежей – 9137 км², объёмы ископаемого газа – 1 трлн м³, газового конденсата – 200 млн тонн. Это позволяет считать ачимовские залежи перспективным природным образованием, позволяющим увеличить добычу на уже дей-

ствующих месторождениях. Однако большая глубина газоносных пластов в сочетании со сверхвысоким давлением и наличием тяжёлых углеводородов затрудняют разработку месторождения. Проект разрабатывался с учётом этих факторов. Поскольку ачимовские залежи имеют низкую продуктивность, проект предусматривает горизонтальную проходку скважин протяжённостью 200–300 метров вдоль пласта.

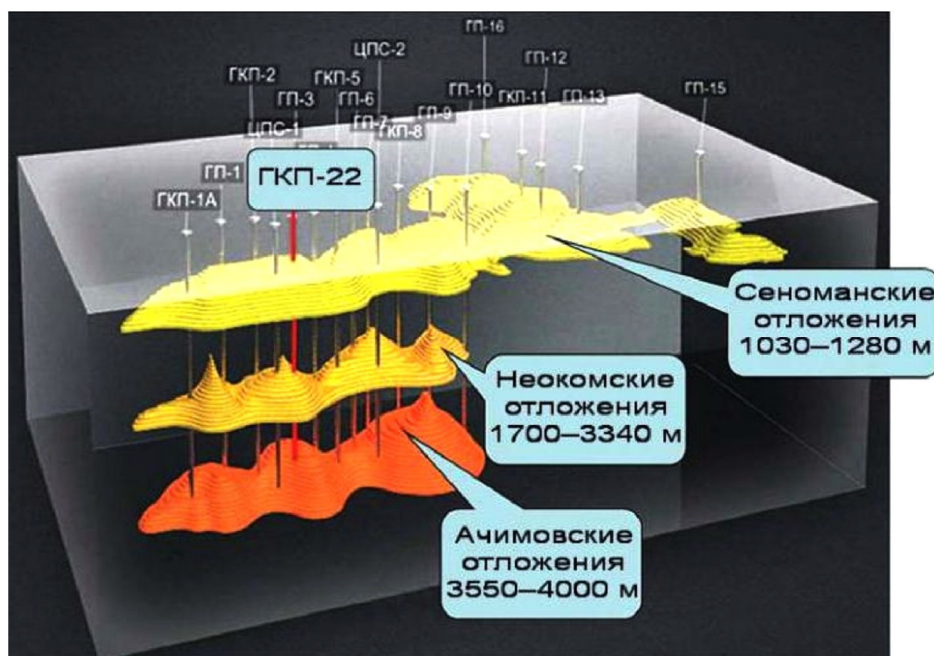


Рисунок 2 – Геологический профиль Уренгойского месторождения

Уникальность Уренгойского месторождения по геологическому строению и запасам сырья обусловила необходимость поиска новых подходов к разработке, обустройству и эксплуатации месторождений. При обустройстве была применена групповая децентрализованная схема сбора. Её особенностью является обработка углеводородного сырья на нескольких УКПГ большой производительности и подача от них продукции в газотранспортную систему через межпромысловый коллектор. В эксплуатации находятся 16 УКПГ для добычи газа из сеноманской залежи, 5 УКПГ для добычи газа из валанжинской залежи, 2 ЦПС для добычи нефти, 2 УКПГ для добычи газа из ачимовских залежей. Сбор подготовленного газа осуществляется в межпромысловый коллектор, который связывает УКПГ и ЦПС с головными компрессорными станциями. Конденсат транспортируется по системе трубопроводов на Завод по подготовке конденсата к транспорту ООО «Газпром переработка», а нефть направляется в конденсатопровод «Уренгой-Сургут».

Любое месторождение нефти и газа переживает периоды роста объёмов добычи, их стабилизации, а затем снижение вследствие уменьшения запасов углеводородов и падения пластового давления. Каждый из этих периодов требует решения специальных задач при эксплуатации месторождения. Так, если в периоды роста объёмов добычи и их стабилизации требуется ввод в эксплуатацию оборудования добычи, подготовки и компримирования газа, то снижение объёмов добываемого газа приводит к ухудшению условий эксплуатации промыслового оборудования и требует совершенствования технологических процессов добычи и подготовки газа, а также ликвидации оборудования.

В настоящее время валанжинские залежи вступили в период падающей добычи, вследствие чего на промыслах происходит высвобождение мощностей подготовки и компримирования газа. Для поддержания уровня производства углеводородов в условиях снижения добычи газа из сеноманских и валанжинских залежей ООО «Газпром добыча Уренгой» приступило к освоению залежей ачимовской толщи Уренгойского месторождения. Проектными решениями по обустройству участков ачимовских УКПГ предусматривается строительство 6 УКПГ для подготовки газа на 5 Ачимовских участ-

ках (1А-5А) (рис. 3). При снижении пластового давления на каждой установке предусмотрен ввод первого и второго цеха дожимной компрессорной станции. В 2008 году совместным российско-немецким предприятием ЗАО «Ачимгаз» в эксплуатацию запущен первый участок (УКПГ-31), а в 2009 году ООО «Газпром добыча Уренгой» в эксплуатацию введён газоконденсатный промысел второго участка (УКПГ-22).

Поиск месторождений-аналогов и выбор месторождений, схожих с Ачимовскими отложениями

На сегодняшний день в зарубежной практике активно используются методы классификации (кластеризации) месторождений и оценки технологических показателей нефтегазоотдачи по группам «однотипных» месторождений. Большое внимание уделяется также созданию базы данных разработки месторождений для поиска аналогов при проектировании разработки новых месторождений и совершенствованию технологий разработки эксплуатируемых месторождений. Такую системную работу ведёт C&C Reservoir (Digital Analogs Knowledge System), в базе данных которой находится около 800 месторождений нефти и газа по всему миру.

Вместе с тем, приоритет в вопросах классификации и диагностики в нефтегазовой отрасли, безусловно, принадлежит отечественным учёным. Вопросам классификации месторождений по комплексу геолого-физических признаков и оценки технологических показателей разработки месторождений были посвящены работы, начатые в 70-е годы прошлого столетия под руководством академика А.Х. Мирзаджанзаде – были разработаны классификаторы, распознающие нефтяные, газоконденсатные (с нефтяной оторочкой и без оторочки) и газовые месторождения; классификаторы, диагностирующие успешность различных методов обработки призабойной зоны по геолого-технологическим признакам и режимам обработки; процедуры по выбору тампонажных систем и режимов цементирования, обеспечивающих качественное крепление скважин; классификационные признаки, прогнозирующие пескопроявления и др.

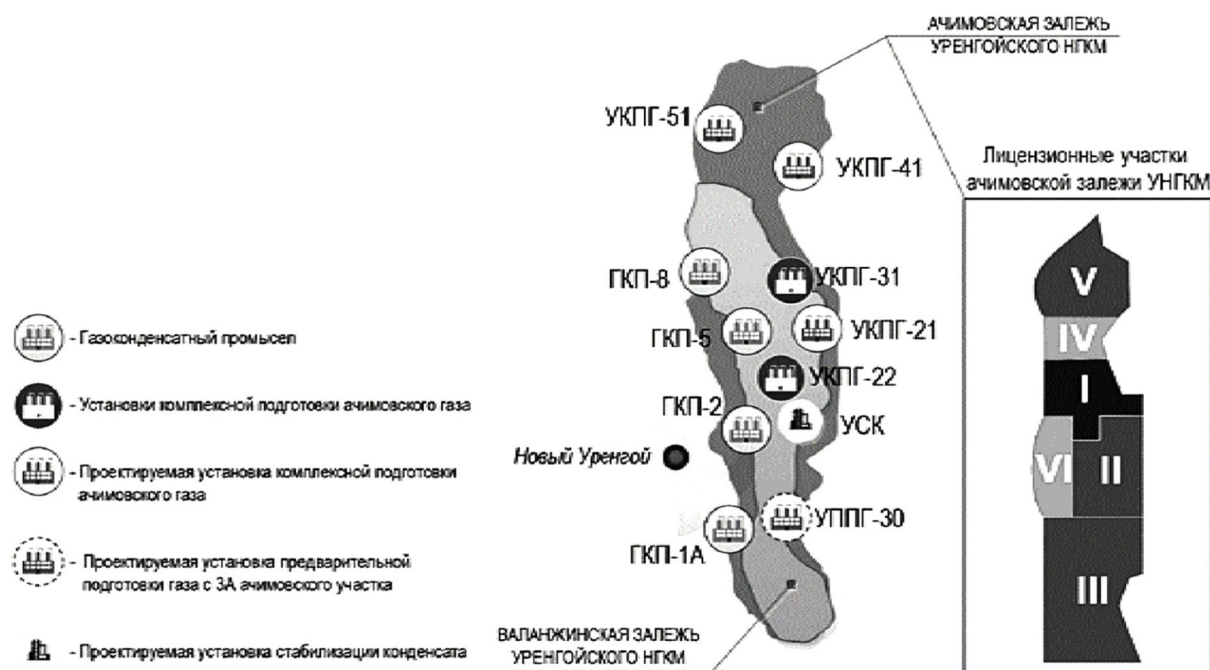


Рисунок 3 – Схема расположение объектов УНГКМ

Каждый объект разработки месторождения или отдельных пластов можно характеризовать комплексом признаков, включающим структурно-геологические особенности, свойства продуктивных пластов, свойства пластовых флюидов и др. Количество таких признаков может колебаться от 5 до 200 и более. Например, в упомянутой ранее базе данных Digital Analogs число признаков достигает 150.

Классификационные признаки имеют различные размерности, поэтому их разбивают на градации с присвоением индексов. В качестве классификационных признаков выбраны структурно-геологические особенности, свойства продуктивных пластов и свойства пластовых флюидов.

К структурно-геологическим особенностям относятся: стратиграфическая принадлежность продуктивных пластов, количество продуктивных пластов, фазовое состояние и другие (12 признаков).

К свойствам продуктивных пластов отнесены: толщина продуктивного пласта, пористость, проницаемость, сжимаемость пород и другие (7 признаков).

Свойства пластовых флюидов включают следующие признаки: фазовый состав, плотность нефти, вязкость в пластовых условиях, газовый фактор и другие (11 признаков).

Так как классификационные признаки имеют различные размерности и широкие диапазоны изменения, то каждый признак разбивался на малые диапазоны, которым присваивался условный индекс. Фрагмент такой таблицы для свойств продуктивных пластов приводится в таблице 1.

Таблица 1 – Фрагмент таблицы классификационных признаков свойств продуктивных пластов

| №№ n/n | Классификационные признаки | Характеристика | Условный индекс |
|-----------|---------------------------------|---------------------|--------------------|
| 2.1 | Толщина продуктивного пласта, м | до 5 | 1 |
| | | 5–10 | 2 |
| | | 10–15 | 3 |
| | | более 15 | 4 |
| 2.2. | Пористость, % | до 10 | 1 |
| | | 10–15 | 2 |
| | | 15–20 | 3 |
| | | 20–25 | 4 |
| | | 25–30 | 5 |
| | | более 30 | 6 |
| 2.3 | Минералогический состав | наличие глинистости | 1 |
| | | наличие карбонатов | 2 |

Совокупность M объектов можно подвергнуть кластерному анализу, т.е. разбить это множество на ряд классов так, чтобы объекты одной группы (класса) были бы «однородными» (сходными) по комплексу признаков и в то же время были бы «разнородными» (несходными) с объектами, принадлежащими к другой группе (классу).

Алгоритм расчёта меры сходства приводит к следующей процедуре:

1. На основании исходных данных рассчитывается матрица корреляции между месторождениями по комплексу признаков X_{ij} .

2. Определяется наиболее коррелированная пара месторождений, например, F_i и F_k .

3. Объединяются месторождения i и k путём соединения всех признаков.

4. Число объектов уменьшается на единицу.

5. Снова рассчитывается корреляционная матрица для $N - 1$ объектов и определяется максимальный коэффициент корреляции между объектами.

6. Переход к циклу, начиная с пункта 2.

В результате разработки форм представления промежуточных расчётов построена такая дендограмма (рис. 4) со шкалами меры сходства или расстояния. Видно, что на уровне $r = 0,9$ соединились объекты 1 – 3, при $r = 0,88$ соединились объекты 1 – 3 – 6 и т.д.

Если теперь дендограмму пересечь на уровне $r = 0,75$, то будем иметь три класса объектов: 1 – 3 – 6; 5 – 7 – 8 – 2 и 4.

Обобщая классификационные признаки по классам, получаем классификатор, который для новых месторождений позволяет найти аналог по мере сходства r . Наиболее близким аналогом будет тот класс, у которого максимальная корреляция признаков с признаками нового месторождения. Принципиально возможен вариант включения месторождения в общий список месторождений и вычисления корреляции по всем месторождениям. В первой же рассчитанной корреляционной матрице выделяются объекты-аналоги по числовому значению коэффициента корреляции.

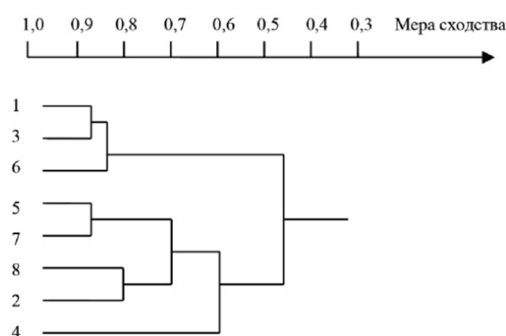


Рисунок 4 – Пример построения дендограммы

Особенностью построенной дендограммы является тот факт, что, увеличивая или уменьшая меру сходства, можно изменять число классов. Например, для меры сходства $r = 0,55$ будем иметь 2 класса, а при $r = 0,82$ уже 6 классов.

Естественно предположить, что для месторождений, выделенных в каждый класс, проекты разработки и технико-экономические показатели разработки должны быть близкими.

Следует рассмотреть в каждом кластере режимы разработки, технологии, системы разработки, а также суммарную добычу нефти, жидкости и газа на определённый промежуток времени; проанализировать интегральные показатели: накопленную добычу, текущую нефтеотдачу, темп разработки по всем стадиям разработки, обводнённость продукции, фонд скважин, методы воздействия на пласт, длительность безводной эксплуатации, методы воздействия на призабойную зону и др.

Все проведённые исследования в этой группе показателей основываются на статистических данных по месторождениям и классам месторождений. Их значимость оценивается по статистическим критериям (t – Стьюдента, χ^2 – Пирсона и F – Фишера).

Приведённый анализ даст возможность решения целого комплекса задач, включающих:

- изучение стратегий разработки на однотипных месторождениях и выбор наиболее эффективных;
- анализ применения новых технологий и выбор наиболее эффективных для каждого класса месторождений;
- количественный анализ показателей разработки внутри класса и между классами;
- создание базы данных аналогов для решения задач концептуального проектирования и стратегий разработки месторождений.

С целью подбора месторождений-аналогов для ачимовских залежей Уренгойского месторождения нами были выбраны следующие критерии как базовые:

- коллектор нефти и газа должен иметь схожие значения пористости и проницаемости (низкие фильтрационно-емкостные свойства), а также и пластового давления (аномально высокое пластовое давление);
- обстановка осадконакопления также должна быть схожей – отложения турбидитовых потоков либо конус выноса;
- схожие свойства извлекаемой нефти;
- достаточный опыт разработки тонкослоистого трудноизвлекаемого месторождения.

После окончания подборку месторождений можно разбить на две основные категории:

- 1) схожие обстановки осадконакопления и свойства пласта;
- 2) схожие свойства пласта.

Анализ показывает, что в основном месторождения-аналоги сконцентрированы в США, так как сланцевые пласты характеризуются высокой степенью переслаивания мелкозернистого песчаника с алевролитами и аргиллитами, что сильно схоже по строению с месторождениями ачимовской свиты. Стоит отметить, что абсолютного аналога для ачимовских отложений Уренгойского месторождения не существует, что ещё раз доказывает важность его грамотной разработки.

Технологии, используемые на месторождениях-аналогах

В качестве интересующих параметров разработки выбраны:

- геометрия скважин;
- шаблон расстановки скважин;
- заканчивание скважин;
- различные методы интенсификации притока (гидравлический разрыв пласта и др.).

Геометрия скважин. Основными технологиями разработки на месторождениях, которые схожи с ачимовскими отложениями и которые позволяют извлекать углеводородное сырьё экономически эффективно, является бурение горизонтальных скважин с применением многостадийного гидравлического разрыва пласта. Выявленная корреляция между зависимостью добычи от длины горизонтального ствола скважины и количеством стадий гидравлического разрыва пласта показывает, что на некоторых аналоговых месторождениях они достигают 3400 м и 40 стадий (Hartzog Draw Field, Hornbuckle). Следует отметить, что для определения оптимальной длины горизонтального участка необходимо найти его зависимость от Net Present Value, так же как и для количества стадий. На данном графике находится точка перегиба, характеризующая значение, при котором затраты на дополнительную секцию горизонтального ствола скважины или проведение дополнительной стадии гидравлического разрыва пласта не окупаются дополнительной добычей нефти.

Шаблон расстановки скважин. Расстановке скважин на месторождении должно быть уделено особое внимание, так как этот фактор является ключевым в эффективной добыче нефти и газа. При изучении месторождений-аналогов нами изучена методология определения оптимального расстояния между скважинами, а также найдены реальные данные с действующих месторождений. Для определения расстояния строится гидродинамическая модель, в которой присутствуют 2 варьируемых параметра: расстояние между одноимёнными и между разноимёнными скважинами. Фиксируя один и изменяя другой параметр, производится расчёт гидродинамической модели, после чего рассчитывается экономическая часть, определяя «перегиб» на графике.

Таким образом было определено оптимальное расстояние между скважинами на месторождении Sprabbery Trend, в котором используется 6 скважин на одну секцию (площадь секции составляет одну квадратную милю), расстояние составляет 880 футов между скважинами. Месторождение Sprabbery Trend покрывает площадь в 2500 квадратных футов, используя данную расстановку скважин. В самом начале разработки этого месторождения использовался стандартный по тем временам для Западного Техаса шаблон расстановки скважин, а именно: 40 акров на скважину, что составляет 16 акров на одну квадратную милю. Однако приток нефти оказался слишком низким вследствие интерференции скважин, после чего было принято решение увеличить площадь, приходящуюся на одну скважину – до 80 и 160 акров на скважину.

На данный момент месторождение Sprabbery Trend разрабатывается с помощью примерно 9000 скважин (рис. 5). Компания «Pioneer» пришла к выводу, что по краям месторождения оптимально использовать вертикальные скважины, в то время как центральные части месторождения следует разрабатывать горизонтальными скважинами. Для определения расстояния между разноимёнными скважинами на данном месторождении применялась технология закачки «меченой воды» или трассеров, с помощью которой определяли время появления «меченого» флюида в добывающей скважине после его закачки в нагнетательную скважину.

На месторождении Ford Heraldine используются два шаблона расстановки скважин: пятиточечная, где на 4 добывающие скважины приходится 1 нагнетательная скважина и расстояние между ними 1320 футов между рядами (рис. 6). Длина горизонтальной части ствола скважины также составляет 1320 футов.

Для определения оптимального расстояния между скважинами на месторождении Young North было проведено сравнение двух стратегий разработки: в первом варианте пробурены скважины на расстоянии 660 футов друг от друга и длинами горизонтальной секции 5000 футов, в то время как во втором варианте пробурены скважи-

ны на расстоянии 880 футов и длиной ствола 7500 футов. После опробования обоих вариантов второй оказался эффективнее, так как в первом варианте система трещин гидравлического разрыва пласта, созданная между стволами скважин, начинала интерферировать (рис. 7).

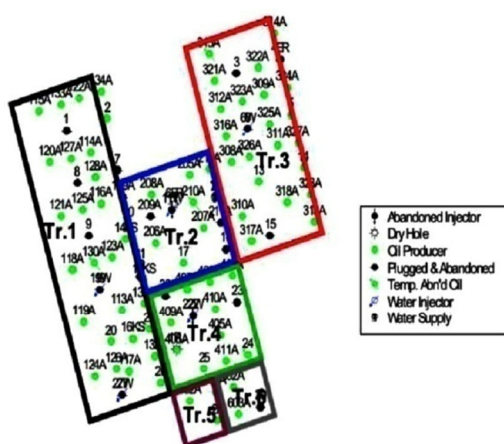


Рисунок 5 – Расстановка скважин на месторождении Spraberry Trend

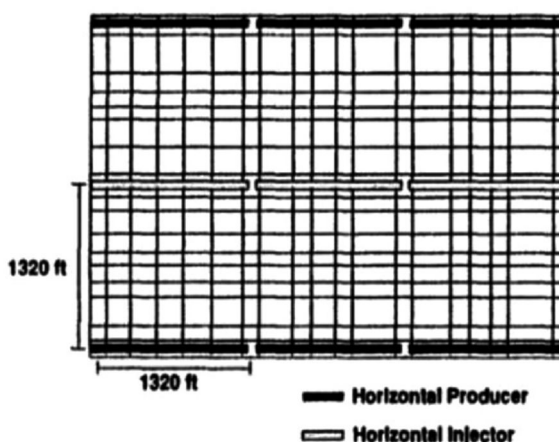


Рисунок 6 – Расстановка скважин на месторождении Ford Heraldine

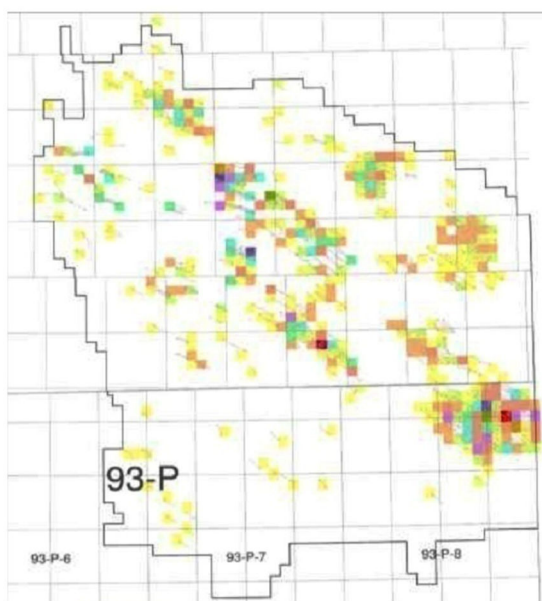
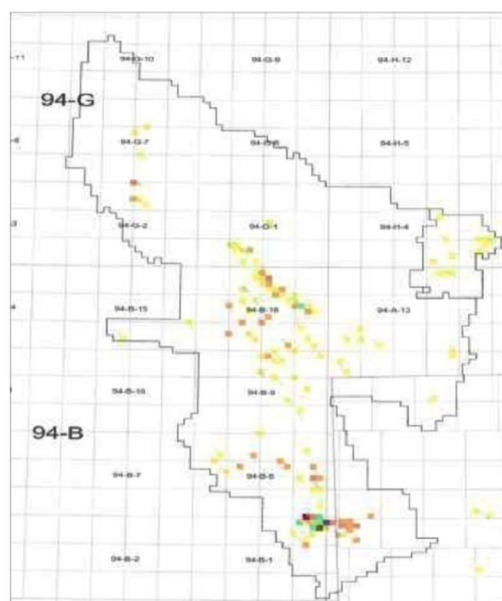


Рисунок 7 – Расстановка скважин на месторождении Montney



На месторождении Montney применена технология, при которой от «родительского» ствола скважины производится бурение бокового горизонтального ствола, после чего создаётся сеть трещин гидравлического разрыва между «родительским» и «дочерним» стволом. Однако существует ряд проблем при разработке месторождений таким способом: при проведении гидравлического разрыва пласта на «дочернем» стволе «родительские» трещины могут быть повреждены, так как во время разработки давление вокруг скважины уменьшается.

Данная проблема устраняется путём уменьшения времени между вводами стволов, также возможно приостановление работы «родительского» ствола для восстановления давления в области дренирования скважины на период не более двух недель. Инженерами, разрабатывающими месторождение Montney, было определено оптимальное расстояние, которое оказалось равным 1320 футов, с проведением на скважинах 8-ми стадийного гидравлического разрыва пласта, с расстоянием между трещинами 236 футов и тоннажем стадии от 15 до 30 тонн проппанта.

Заканчивание скважин. За время разработки месторождения эффективность работы трещины гидравлического разрыва пласта падает и возникает необходимость раз в 5–7 лет проводить повторный гидравлический разрыв. Для этих целей необходимо специальное заканчивание скважин, которое будет позволять проводить данную операцию интенсификации притока.

Необходимо зацементировать хвостовик со специальными задвижками муфты гидравлического разрыва, которые могут быть приведены в открытое или закрытое положение при помощи гибкой насосно-компрессорной трубы (технология «Plug and Perf») (рис. 8). При использовании данной технологии применяются растворимые металлические штепсели, которые позволяют отделять интервалы и проводить перфорации; они отличаются компактным дизайном и позволяют проводить операции быстро и эффективно, после завершения штепсели растворяются.

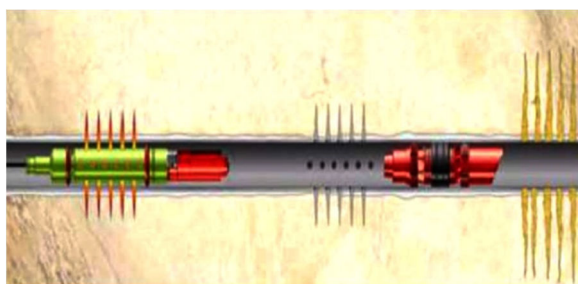


Рисунок 8 – Проведение ГРП по технологии «Plug and Perf»

Другая технология гидравлического разрыва пласта была успешно применена на месторождении Yong North и также активно применяется на месторождениях Западной Сибири. Эта технология позволяет равномерно распределять трещины вдоль ствола скважины, что уменьшает влияние трещин друг на друга и отделяет интервалы проведения гидравлического разрыва друг от друга. В данной технологии стадии отделяются друг от друга при помощи муфты ГРП и специальных шаров разных размеров, которые спускаются в скважину, активируют муфту ГРП и отделяют стадии друг от друга путём посадки шара в «седло» (рис. 9). Шары ГРП создаются из материала, который при контакте с жидкостью в течение суток растворяется и расслаивается.

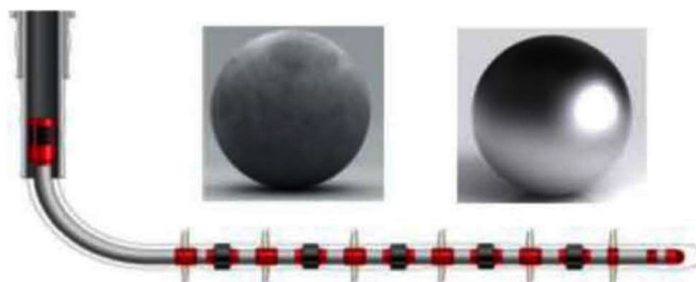


Рисунок 9 – Проведение ГРП с помощью шаров

В таблице 2 приведено сравнение двух технологий проведения ГРП.

Таблица 2 – Сравнение двух технологий проведения ГРП

| Сравнение технологий | |
|--|---|
| Plug and perf | МГРП с применением шаров |
| + быстрое проведение операций | + простота проведения операции |
| + изоляция зоны перфорации | + возможность проведения повторного ГРП |
| + возможность проведения повторного ГРП | + возможность открытия / закрытия задвижки для повторного ГРП |
| + проведение ГРП в требуемом интервале | – ограничение стадий проведения ГРП |
| + кластерные операции | – возможности интерференции трещин |
| – сложности проведения одновременных работ | |

Применение ГРП. В низкопроницаемых породах ГРП позволяет создавать высокопроводящие трещины, по которым происходит приток флюида к скважине. На месторождениях-аналогах применяется гибридная технология, при которой на начальных этапах закачивается высоковязкий флюид для начального создания геометрии трещины, после чего закачивается гель с пониженной вязкостью и с химическими присадками, которые уменьшают трение. Такая закачка позволяет создавать связанную сеть трещин. Также как и флюиды, фракцию проппанта необходимо комбинировать, так как в основной трещине будет находиться проппант большей фракции, а в ответвлениях – более мелкая фракция проппанта, что позволит вовлечь в разработку изолированные участки пласта. Следует отметить, что в низкопроницаемых пластах используется мелкая фракция проппанта, а максимальная загрузка проппанта составила 600 кг/м^3 .

Разработка месторождений в условиях АВПД

Для пластов с аномально высоким пластовым давлением достигается предел прочности пород на сжатие, в результате чего после цементирования цементное кольцо между обсадной колонной и породой может быть деформировано, вследствие этого возникают заколонные перетоки. Данная проблема возникла на месторождении Баккен. В результате заколонных перетоков вдоль обсадной колонны наблюдались сильные перепады давления, и произошёл прорыв воды из вышележащего пласта; процент воды в нефти резко возрос, из-за данной ошибки очень большие запасы месторождения Баккен так и не были разработаны. При разработке ачимовских залежей необходимо учитывать данный опыт и производить цементацию интервалов, осложнённых АВПД, с использованием более прочного цемента.

При проведении гидравлического разрыва пласта в условиях аномально высокого пластового давления столкнулись с проблемой – технически невозможно сделать достаточную ширину трещины, что значительно снижает эффективность процесса ГРП. Почти на всех месторождениях-аналогах используется новая технология, которая позволяет повысить эффективность раскрытия трещин на 35 %. С помощью технологии «Slickwater» (компания «Schlumberger») (рис. 10) в пласт закачиваются мелкие фракции проппанта с высоким расходом жидкости и низкой концентрацией проппанта 150 кг/м^3 . Создаётся разветвлённая сеть трещин, которая создаёт максимальную площадь соприкосновения с пластом. Жидкость ГРП используется без гуара и сшивателя.

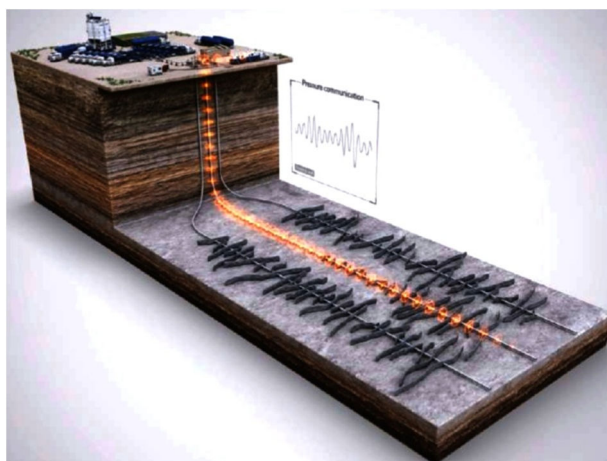


Рисунок 10 – Технология «Slickwater»

Заключение

В заключение можно сделать следующие основные выводы:

1. Запасы нефти, приуроченные к отложениям ачимовской свиты, могут быть введены в промышленную разработку и приносить прибыль недропользователю в случае их грамотной разработки с использованием современных технологий бурения горизонтальных скважин и методов интенсификации притока в скважину.

2. Исследования зависимости длины горизонтального ствола скважины показали, что оптимальной длиной ГС является 1500 метров без видимого перегиба на графике NPV от длины ГС. Таким образом, можно сделать вывод о том, что в низкопроницаемых коллекторах необходимо пробуривать скважины как можно большей длины.

Литература

1. Белонин М.Д., Славин В.И., Чилингар Г.В. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов. – СПб. : Недра, 2005. – 323 с.
2. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. – М. : Недра, 1978. – 232 с.
3. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – М. : Издательство «Инфра-Инженерия», 2020. – 244 с.
4. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар : Издательство Кубанского государственного технологического университета, 2017. – 203 с.
5. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – Вологда : ООО «Инфра-Инженерия», 2019. – 548 с.
6. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2019. – 275 с.
7. Аникиев К.А., Введенская А.Я., Шендерей Л.П. Классификация гипотез происхождения аномально высоких пластовых давлений (АВПД) // Известия вузов. Геология и разведка. – 1985. – № 11. – С. 93–101.
8. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 9. – С. 1630–1642.
9. Первичное вскрытие бурением аномально гидропроводных трещинных коллекторов с АВПД флюидной системы / А.Г. Вахромеев [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 44–47.
10. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Анализ геологических зональных закономерностей строения ачимовских комплексов // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы XIII Международной научно-практической конференции (12–13 октября 2022 года, г. Астрахань). – Астрахань : Издательство Астраханского государственного технического университета, 2022. – С. 312–317.
11. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Перспективы нефтегазоносности ачимовских отложений Западной Сибири и основные направления поисковых работ // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы XIII Международной научно-практической конференции (12–13 октября 2022 года, г. Астрахань). – Астрахань : Издательство Астраханского государственного технического университета, 2022. – С. 317–321.
12. Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. Выбор оптимальной системы разработки по опыту разработки месторождений-аналогов на примере Полярного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 176–186.
13. Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. Геологические основы для выбора оптимальной системы разработки на основе анализа разработки месторождений-аналогов на примере Полярного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 140–159.
14. Жарикова Н.Х., Горпинченко А.Н. Анализ природы и механизма возникновения аномально высоких пластовых давлений и закономерности распространения толщ с АВПД на примере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 87–103.
15. Жарикова Н.Х., Горпинченко А.Н. Особенности геологического строения ачимовских отложений на примере Приобского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 104–121.
16. Захаров Л.А., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Прогнозирование динамического пластового давления методами искусственного интеллекта // Записки Горного института. – 2022. – Т. 253. – № 1. – С. 23–32.

17. Климов В.В., Савенок О.В., Кузьмин А.В. Новые технические средства, технологии и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи газовых и газоконденсатных скважин, в том числе скважин с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 3 (170). – С. 33–37.
18. Проблема поиска месторождений-аналогов и методика её решения / А.Т. Кошелев [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 7. – С. 10–12.
19. Использование критериев сопоставимости при поиске аналогичных месторождений углеводородов / И.О. Орлова [и др.] // Технические и технологические системы: материалы VIII Международной научной конференции «ТТС-16» (24–26 ноября 2016 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – С. 285–290.
20. Прищепа О.М., Боровиков И.С., Грохотов Е.И. Нефтегазоносность малоизученной части северо-запада Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по результатам бассейнового моделирования // Записки Горного института. – 2021. – Т. 247. – № 1. – С. 66–81.
21. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Анализ влияния коэффициента аномально высокого пластового давления на разработку нефтегазовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 141–154.
22. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Особенности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях высокой коррозионной агрессии // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 155–170.
23. Славин В.И., Брук Л.М. Основные гипотезы происхождения АВПД и их классификация // Труды ВНИГРИ «Изучение геологического разреза и прогнозирование АВПД». – Л., 1987. – С. 7–21.

References

1. Belonin M.D., Slavin V.I., Chilingar G.V. Abnormally high formation pressures. Origin, forecast, problems of development of hydrocarbon deposits. – SPb. : Nedra, 2005. – 323 p.
2. Dobrynin V.M., Serebryakov V.A. Methods for predicting abnormally high reservoir pressures. – M. : Nedra, 1978. – 232 p.
3. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields: a tutorial. – M. : Publishing house «Infra-Engineering», 2020. – 244 p.
4. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of the results of hydrodynamic studies: textbook. – Krasnodar : Publishing House of the Kuban State Technological University, 2017. – 203 p.
5. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiychuk R.S. Oil and gas engineering in the development of wells. – Vologda : Infra-Engineering LLC, 2019. – 548 p.
6. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields: textbook. – Krasnodar : Kuban State Technological University, 2019. – 275 p.
7. Anikiev K.A., Vvedenskaya A.Ya., Shenderey L.P. Classification of hypotheses of the origin of abnormally high reservoir pressures (AHRP) // Izvestiya vuzov. Geology and exploration. – 1985. – № 11. – P. 93–101.
8. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Geological structure and prospects for the oil and gas potential of the Achimov strata of the West Nerutinsky oil and gas zone // Geology and Geophysics. – 2015. – Vol. 56. – № 9. – P. 1630–1642.
9. Primary opening by drilling of anomalously hydraulically conductive fractured reservoirs with high pressure fluid system / A.G. Vakhromeev [et al.] // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 3. – P. 44–47.
10. Gopinchenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Analysis of the geological zonal patterns of the structure of the Achimov complexes // The latest technologies for the development of hydrocarbon deposits and ensuring the safety of the ecosystems of the Caspian shelf: materials of the XIII International Scientific and Practical Conference (October 12–13, 2022, Astrakhan). – Astrakhan : Publishing house of the Astrakhan State Technical University, 2022. – P. 312–317.
11. Gopinchenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Prospects for the oil and gas potential of the Achimov deposits of Western Siberia and the main directions of prospecting // The latest technologies for the development of hydrocarbon deposits and ensuring the safety of the ecosystems of the Caspian shelf: materials of the XIII International Scientific and Practical Conference (October 12–13, 2022, Astrakhan). – Astrakhan : Publishing house of the Astrakhan State Technical University, 2022. – P. 317–321.
12. Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N. Selection of the optimal development system based on the experience of developing analogous deposits on the example of the Polyarnoye field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 176–186.
13. Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N. Geological bases for choosing the optimal development system based on the analysis of the development of analogous deposits on the example of the Polyarnoye field // Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2020. – № 2. – P. 140–159.

14. Zharikova N.Kh., Gorpinchenko A.N. Analysis of the nature and mechanism of the occurrence of abnormally high reservoir pressures and patterns of distribution of strata with AHFP on the example of the West Siberian oil and gas province // *Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin)*. – 2022. – № 2. – P. 87–103.
15. Zharikova N.Kh., Gorpinchenko A.N. Features of the geological structure of the Achimov deposits on the example of the Priobskoye oil field // *Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin)*. – 2022. – № 2. – P. 104–121.
16. Zakharov L.A., Martyushev D.A., Ponomareva I.N. Forecasting of dynamic reservoir pressure by artificial intelligence methods. *Zapiski Gornogo instituta*. – 2022. – Vol. 253. – № 1. – P. 23–32.
17. Klimov V.V., Savenok O.V., Kuzmin A.V. New technical means, technologies and methodology of geological and geophysical monitoring of the technical condition of the lining of gas and gas condensate wells, including wells with abnormally high reservoir pressures and temperatures // *Oil. Gas. Innovations*. – 2013. – № 3 (170). – P. 33–37.
18. The problem of searching for analogous deposits and the methodology for solving it / A.T. Koshchev [et al.] // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. – 2014. – № 7. – P. 10–12.
19. Use of comparability criteria in the search for similar hydrocarbon deposits / I.O. Orlova [et al.] // *Technical and technological systems: materials of the VIII International scientific conference «TTS-16» (November 24–26, 2016, Krasnodar)*. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2016. – P. 285–290.
20. Prishchepa O.M., Borovikov I.S., Grohotov E.I. Oil and gas potential of the little-studied part of the north-west of the Timan-Pechora oil and gas province based on the results of basin modeling // *Zapiski Gornogo instituta*. – 2021. – Vol. 247. – № 1. – P. 66–81.
21. Savenok O.V., Gorpinchenko A.N. Analysis of the influence of the coefficient of abnormally high formation pressure on the development of oil and gas fields. *Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin)*. – 2022. – № 2. – P. 141–154.
22. Savenok O.V., Gorpinchenko A.N. Peculiarities of operation of oil and gas wells under conditions of high corrosive aggression // *Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin)*. – 2022. – № 2. – P. 155–170.
23. Slavin V.I., Brook L.M. The main hypotheses of the origin of the AHFP and their classification // *Proceedings of VNIGRI «Study of the geological section and forecasting of the AHFP»*. – L., 1987. – P. 7–21.