

**МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ОТЛОЖЕНИЙ
АЧИМОВСКОЙ СВИТЫ СО СВЕРХНИЗКИМИ
ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ В УСЛОВИЯХ АВПД
НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**



**MODELING THE DEVELOPMENT OF DEPOSITS OF THE ACHIMOV SUITE WITH
ULTRA-LOW POROSITY AND PERMEABILITY PROPERTIES
IN THE CONDITIONS OF ABNORMALLY HIGH RESERVOIR PRESSURE
IN THE TERRITORY OF WESTERN SIBERIA**

Горпинченко Алексей Николаевич

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

Gorpinchenko Alexey Nikolaevich

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

Аннотация. В статье выполнено гидродинамическое моделирование Приобского нефтяного месторождения, основанное на гомогенной геологической модели, включающей в себя ряд неопределённостей, связанных с малой изученностью месторождения, таких как: распространение песчаных тел-коллекторов, а также петрофизических свойств в межскважинном пространстве. Рассмотрены варианты разработки Приобского месторождения, выполнены построения секторной геологической модели и гидродинамической модели. Проведено сравнение по различным стратегиям (стратегия истощения и ППД; стратегия с вертикальными и горизонтальными нагнетательными скважинами; стратегия с отработкой нагнетательных скважин и без отработки), а также сравнение воды и газа в качестве вытесняющих агентов.

Annotation. In the article, hydrodynamic modeling of the Priobskoye oil field was performed, based on a homogeneous geological model, which includes a number of uncertainties associated with the poor knowledge of the field, such as the distribution of sandy reservoirs, as well as petrophysical properties in the interwell space. Options for the development of the Priobskoye field were considered, and a sectoral geological model and a hydrodynamic model were built. A comparison has been made across different strategies (depletion and reservoir pressure maintenance strategy; strategy with vertical and horizontal injection wells; strategy with and without injection wells), as well as a comparison of water and gas as displacing agents.

Ключевые слова: варианты разработки Приобского месторождения; построение секторной геологической модели; построение гидродинамической модели; определение геометрии скважин; сравнение стратегий на истощение и ППД; сравнение стратегий с вертикальными и горизонтальными нагнетательными скважинами; сравнение стратегий с отработкой нагнетательных скважин и без отработки; сравнение воды и газа в качестве вытесняющих агентов.

Keywords: development options for the Priobskoye field; construction of a sectoral geological model; building a hydrodynamic model; determination of well geometry; comparison of depletion and formation pressure maintenance strategies; comparison of strategies with vertical and horizontal injection wells; comparison of strategies with and without injection wells development; comparison of water and gas as displacing agents.

После опробования базовых кейсов на концептуальной гомогенной геологической модели, отображающей основные характеристики залежи, и определения наиболее экономически эффективной, следующим этапом является проведение анализа чувствительности и неопределённости, в котором построен ряд геологических моделей с добавлением в модель частого прослаивания песчаников и глин. Целью создания данных моделей является определение влияния технологических параметров (различное расстояние между скважинами, количество стадий гидравлического разрыва пласта, наличие или отсутствие трещин ГРП на нагнетательных скважинах, различные вытесняющие агенты) на разработку Приобского нефтяного месторождения.

Построение секторной геологической модели

Для сокращения времени расчётов гидродинамической модели нами принято решение о моделировании сектора геологической модели площадью $S = 25 \text{ м}^2$ (рис. 1). Для моделирования использовался пакет геологического моделирования Petrel (табл. 1). Разрез модели по пластам приведён на рисунке 4. Стоит отметить, что 3 линзы коллектора будут разрабатываться одновременно путём специальной геометрии скважины, при которой во все изолированные пласты пробуривается горизонтальный ствол скважины (рис. 2).

Этап построения геологической модели начинается с загрузки в программный продукт сейсмических данных. Учитывая малое количество данных рассматриваемого горизонта месторождения и постановку моделирования концепта модели, нами в качестве поверхности используется правильный четырёхугольник. После загрузки кровли пласта, предполагая, что поверхности кровли и подошвы имеют одинаковую геометрию, необходимо параллельно отобразить сейсмические данные на отбивки по пластам. Далее производится добавление инклинометрии скважины и загрузки ГИС, проведённых в них, в качестве используемых предполагалось использование каротажа литологии пласта (коллектор/не коллектор), а также каротажей с основными петрофизическими свойствами (пористость/проницаемость/насыщенность). Рассматриваемая территория месторождения является чисто нефтяной зоной, следовательно, вся имеющаяся водонасыщенность является остаточной.

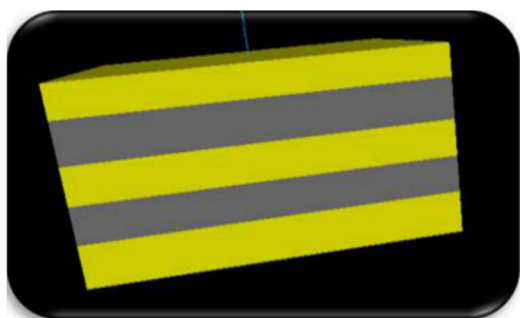


Рисунок 1 – Секторная геологическая модель

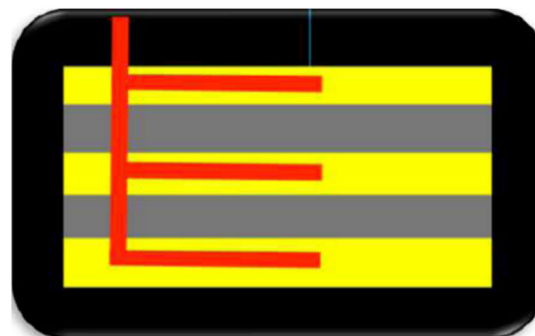


Рисунок 2 – Разрез модели

Таблица 1 – Основные характеристики модели

Пакет моделирования	Petrel
Количество ячеек сетки	63 × 63 × 74
Размерность одной ячейки	80 м × 80 м × 1,7
Распределение свойств	Assign value
Геологические запасы	185 × 106 м ³

Далее создаётся каркас модели, в котором задаётся размер ячеек модели, для корректного моделирования необходимо выбрать размерность ячейки таким образом, чтобы она могла отображать все геологические особенности месторождения. Размер ячейки в вертикальном направлении не должен превышать мощности минимального слоя. После создания каркаса модели производится апскейлинг ГИС (апскейлингом называется процедура, при которой производится перенос свойств ГИС на ячейку вокруг скважины, при этом необходимо контролировать правильность переноса и производить корректировки в случае их необходимости).

Также важной частью моделирования является распространение коллекторских свойств в модели. Т.к. на данном этапе выполняется построение гомогенной модели, то все свойства распространены константным значением Assign value. Финальным этапом является подсчёт геологических запасов нефти в модели, в данном случае в результате получилось 185 × 106 м³ нефти.

Построение гидродинамической модели

Важным параметром разработки месторождения является его экономическая составляющая проекта, которая начинается с подборки оптимальной геометрии скважины. После построения геологической модели необходимо её конвертировать в гидродинамическую в программном продукте t-Navigator.

Для инициализации гидродинамической модели и её расчёта с помощью дифференциальных уравнений необходимо задание начальных и граничных условий модели.

Так как в данных исследованиях проводится моделирование сектора месторождения, граничным условиям необходимо уделить особое внимание. Существует два вида условий на границе модели:

- 1) граничное условие постоянного давления (условие Дирихле);
- 2) граничное условие не протекания (условие Неймана).

Для моделирования стратегии с поддержкой давления используется граничное условие постоянного давления, чтобы отобразить влияние нагнетательных скважин, находящихся за пределами сектора. Возможно два метода задания:

1) увеличение порового объёма краевых ячеек, что ведёт к увеличению запасов и менее физичности модели, однако на производстве данный метод пользуется популярностью;

2) задание аквифера в явном виде (нами использовался именно данный метод).

Для того чтобы смоделировать характер поведения сектора пласта при истощении, необходимо задавать условие не протекания, при котором границы отражают поведение скважины, находящейся за контуром. В аквифере Фетковича рассчитывается скорость потока воды из него в основную сетку (в модели Фетковича используется упрощённый метод, основанный на теории установившейся фильтрации воды, коэффициенте продуктивности аквифера и уравнении материального баланса между давлением в водоносном пласте и суммарным притоком воды).

Существует два типа аквиферов: 1) аналитический, решение водоносной зоны и 2) численный аквифер, в котором чтобы покрыть водоносную зону с продуктивным пластом используется расширение ячеек сеточной области (в данной работе используется численный аквифер Фетковича). Для этих целей создаётся одномерный ряд ячеек водоносного горизонта со всеми необходимыми свойствами, и он присоединяется к границе модели.

В качестве начальных условий возможно использование двух вариантов: 1) неравновесная модель; 2) равновесная модель. В первом варианте в качестве условий насыщения задаются определённые кубы с газонефтеводонасыщением, а также начальным давлением (рисунок 5) и давлением насыщения; однако зачастую данное задание модели менее точно отражает реальность и приводит к тому, что на первом шаге расчёта модель не находится в состоянии равновесия, что приводит к межблоковым перетоками и, как следствие, замедлению времени расчёта. Второй способ более физичный, и он использовался в данной работе.

В равновесной модели задаются регионы равновесия с опорными глубинами и значением давления на них, далее с помощью J-функции рассчитываются значения насыщенностей. Так как в пласте-коллекторе есть пласт с аномально высоким пластовым давлением, необходимо создавать два региона равновесия для задания разных давлений в отдельных пластах.

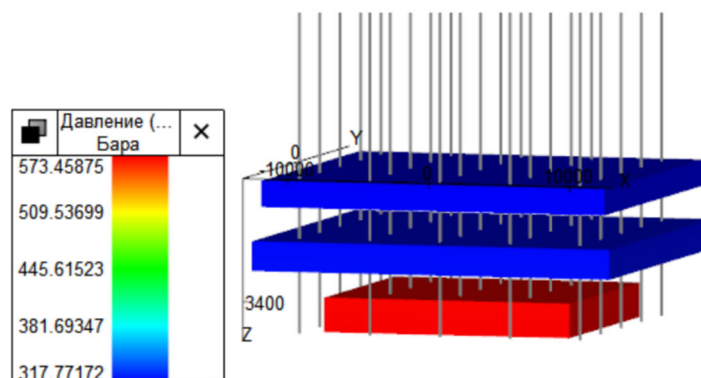


Рисунок 5 – Задание пластового давления с помощью регионов равновесия

Далее необходимо задавать физико-химические свойства нефти: зависимость объёмных коэффициентов от давления и газонасыщенность. Также для определения правил течения флюидов в поровом пространстве задаются относительные фазовые проницаемости, при этом в случае наличия нескольких зависимостей выполняется масштабирование ОФП по горизонтали и по вертикали, либо по одной из выбранных осей. Далее определяются кубы критических насыщенностей для выполнения операции пересчёта относительных фазовых проницаемостей для каждой ячейки модели. Таким образом, все ячейки имеют свою собственную ОФП.

Определение геометрии скважин

Инициализировав гидродинамическую модель, проведён ряд вычислительных экспериментов, направленных на определение оптимальной длины горизонтального ствола скважины и количества скважин, для чего проводились расчёты с разными дли-

нами ГС. Как известно, чем больше длина горизонтального участка, тем больше добытой нефти будет со скважины. Однако возникают ситуации, при которых новая дополнительно пробуренная секция не окупает себя, т.е. прирост добычи за счёт новой секции незначителен и выручка за неё меньше, чем стоимость пробуренной секции – точно такая же логика и при определении количества трещин ГРП на скважине. Соответственно, после проведения вычислительных экспериментов строятся графики зависимости длины ГС и количества стадий ГРП от NPV. Также стоит отметить, что существуют ограничения на крюк буровой вышки, используемой при разбурировании данного месторождения, в связи с этим технический лимит длины горизонтального ствола скважины составляет 1500 м. Результаты приведены на рисунках 6 и 7 и в таблице 2.

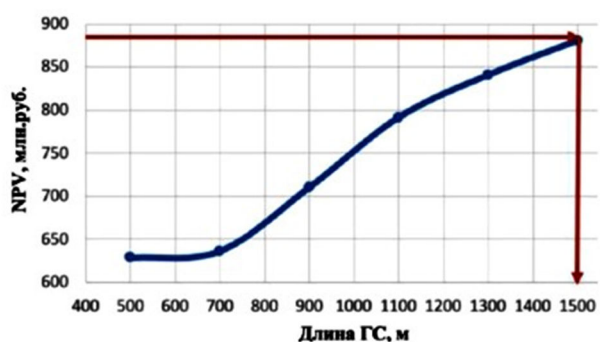


Рисунок 6 – Зависимость NPV от длины ГС

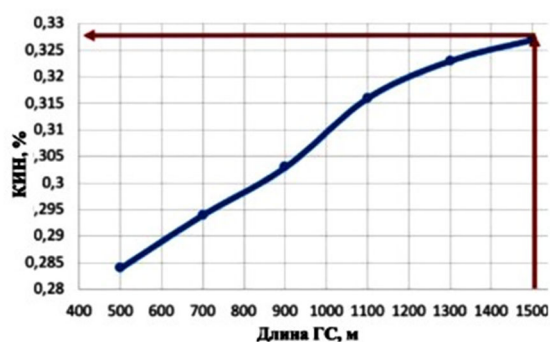


Рисунок 7 – Зависимость КИН от длины ГС

Таблица 2 – Определение длины ГС

Длина горизонтального ствола	NPV, млн руб.	КИН, %
500	625	0,284
700	631	0,293
900	704	0,302
1100	800	0,316
1300	846	0,323
1500	883	0,330

Как видно из приведённых графиков, при зависимости NPV от длины ГС оптимум не был достигнут (это связано с тем, что коллектор низкопроницаемый и любое увеличение длины ГС окупается). Соответственно выбор сделан по ограничению буровой, соответственно длина горизонтального ствола составляет 1500 м, с КИН, приходящимся на одну скважину, равным 0,33 % и NPV 883 млн руб. По аналогии определяется оптимальное количество стадий гидравлического разрыва пласта. Стоит отметить, что геометрия трещины в модели принята из реально проведённого ГРП на Приобском нефтяного месторождении, характеристики которого приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры трещины ГРП

Полудлина трещины, м	100
Высота трещины, м	20
Ширина трещины, м	0,006

В программном комплексе t-Navigator трещины задаются в явном виде (в Petrel, например, задаются отрицательным скин-фактором). Существует 2 способа задания ГРП в модели:

1) локальное измельчение сетки (LGR), при котором трещина задаётся набором более мелких ячеек, однако данный вариант не подходит для осуществления в работе, т.к. увеличивается общее количество ячеек в модели, которое выходит за рамки предоставленной лицензии;

2) второй метод заключается в создании «виртуальных перфораций» со свойствами трещины, через которые будет рассчитываться течение флюида к скважине.

Для задания системы трещин создаётся таблица свойств с геометрией трещины, началом и концом заданий по измеренной глубине ствола скважины, количества

стадий, шириной зоны влияния трещины, а также проницаемостью зоны влияния трещины. На рисунке 8 приведено задание системы трещин в модели.

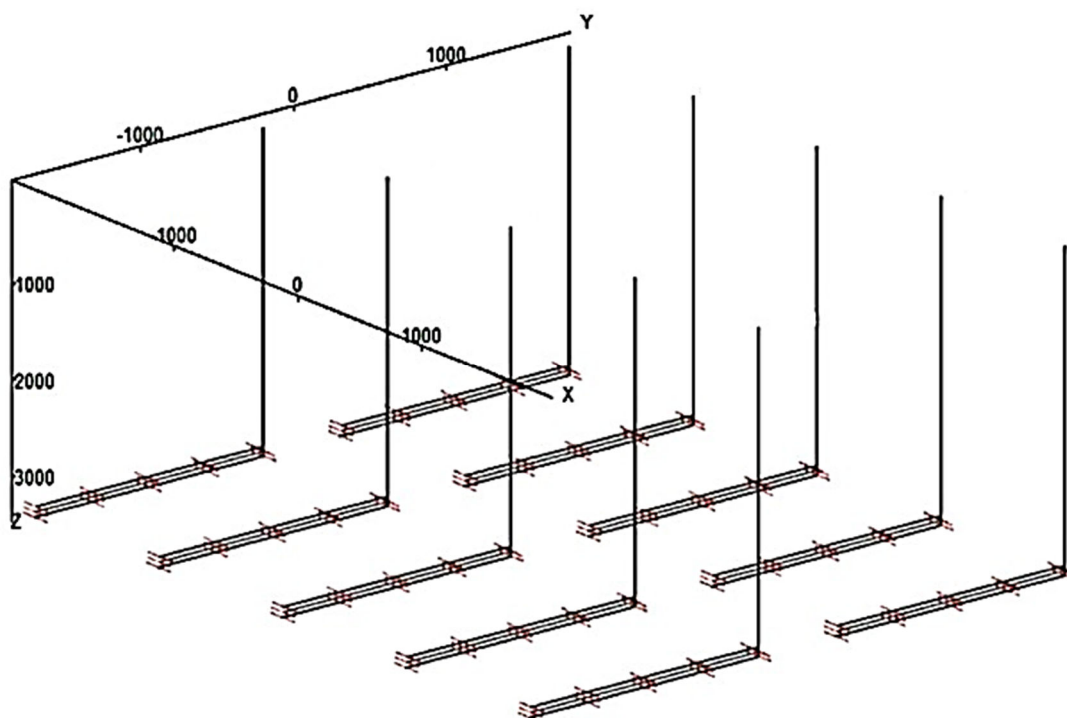


Рисунок 8 – Задание трещины ГРП в модели

В таблице 4 приведены результаты проведения вычислительных экспериментов по подбору оптимального количества стадий ГРП.

Таблица 4 – Определение количества трещин ГРП

Количество стадий ГРП	NPV, млн руб.	КИН, %
0	883	0,331
3	1312	0,515
4	1315	0,519
5	1317	0,525
7	908	0,526
8	890	0,526

Как видно из таблицы 4, с увеличением количества трещин ГРП увеличивается коэффициент извлечения нефти и, как следствие, NPV, однако в определённый момент трещины, находясь слишком близко друг к другу, могут начать интерферировать и не окупать дополнительные затраты. На рисунках 9 и 10 приведены графики зависимостей NPV и КИН от количества стадий ГРП.

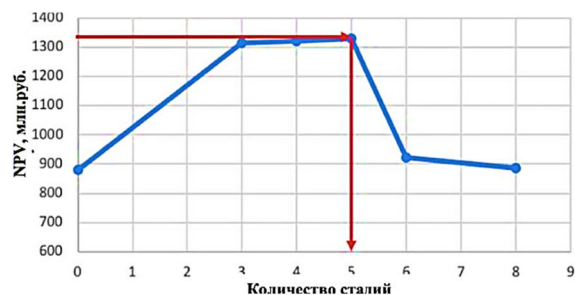


Рисунок 9 – Зависимость NPV от количества стадий

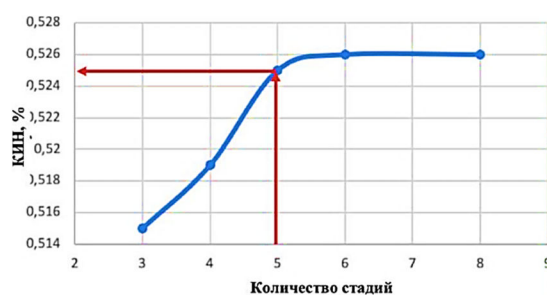


Рисунок 10 – Зависимость КИН от количества стадий

Таким образом, расчёты показывают, что оптимальной геометрией является горизонтальная скважина с длиной горизонтальной секции, равной 1500 м, и пятиста-

дийным ГРП при коэффициенте извлечения нефти, приходящимся на одну скважины, равным 0,53 %.

Сравнение стратегий истощения и ППД

Ниже рассмотрены две принципиально разные стратегии разработки, при расчёте которых принимается решение о вводе нагнетательных скважин. Для осуществления возможности закачки вытесняющего агента в пласт с аномально высоким пластовым давлением первоначально необходимо истощить пласт до нормального давления – расчёты показывают, что достаточным временем истощения является 1 год. Забойное давление на нагнетательных скважинах выбрано в зависимости от давления гидравлического разрыва горных пород, а также с учётом возможности и безопасности максимального создаваемого давления на устье в 200 бар. Таким образом, для двух верхних пластов давление равняется 512 бар, для нижнего – 570 бар. Давление на добывающих скважинах выбрано с учётом возможности удержания единичного коэффициента компенсации, и оно оказалось равным 250 бар. Для стратегии истощения забойное давление на добывающих скважинах лимитировано значением давления насыщения нефти.

Граничные условия описаны выше. Результаты проведения вычислительных экспериментов показали, что стратегия с осуществлением системы ППД в разы эффективнее (табл. 5).

Таблица 5 – Сравнение стратегий разработки

Параметр	Стратегия истощения	Стратегия с ППД
КИН, %	1,98	31,4
Накопленная добыча, млн м ³	3,7	58
NPV, млрд руб.	2,17	76,2
Время разработки, года	3	50

Ниже приведены графики зависимости коэффициента извлечения нефти и выручки от времени для обеих рассматриваемых стратегий (рис. 11 и 12).

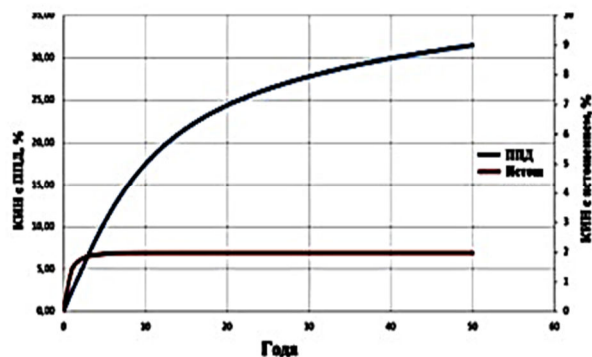


Рисунок 11 – Зависимость КИН от времени

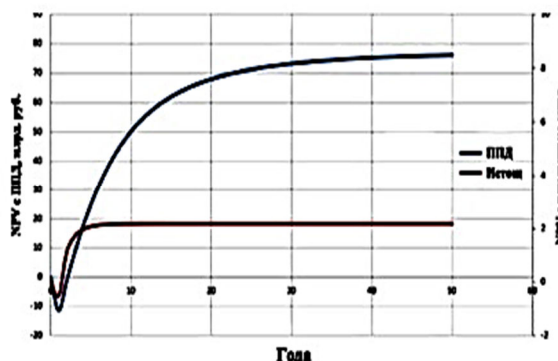


Рисунок 12 – Зависимость NPV от времени

Стоит отметить, что в стратегии истощения через 3 года давление повсеместно упало, и все скважины были отключены из-за отсутствия перепада давления (рис. 13). Поведение давления в стратегии с ППД, напротив, становится более равномерным с воронкой депрессии, соединяющейся с воронкой репрессии (рис. 14).

Следствием повсеместно упавшего пластового давления является отсутствие межскважинных течений, как показано на рисунке 15 (насыщение нефтью близко к начальному). Среднее насыщение нефтью для стратегии с ППД значительно снизилось, что показывает более эффективную разработку рассматриваемого месторождения (рис. 16).

Ещё одним доказательством неэффективности разработки Приобского месторождения являются построенные в модели линии тока. Для стратегии истощения видно (рис. 17), что основной приток шёл с границы модели, в то время как межскважинное пространство осталось не выработанным. Для стратегии с системой ППД, напротив, токи равномерно идут по всей площади месторождения, показывая на существующее вытеснения нефти от нагнетательных скважин к добывающим (рис. 18).

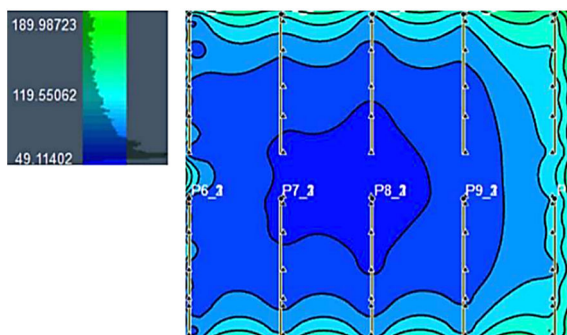


Рисунок 13 – Карта давлений для стратегии истощения

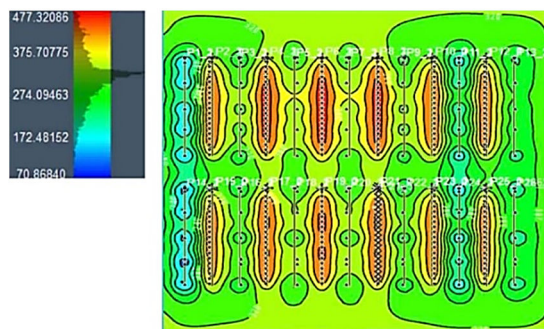


Рисунок 14 – Карта давлений для стратегии с системой ППД

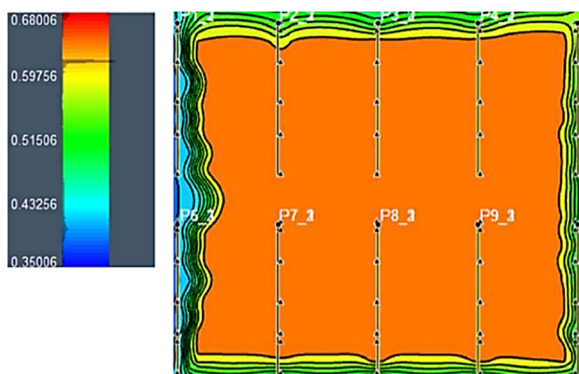


Рисунок 15 – Карта насыщений для стратегии истощения

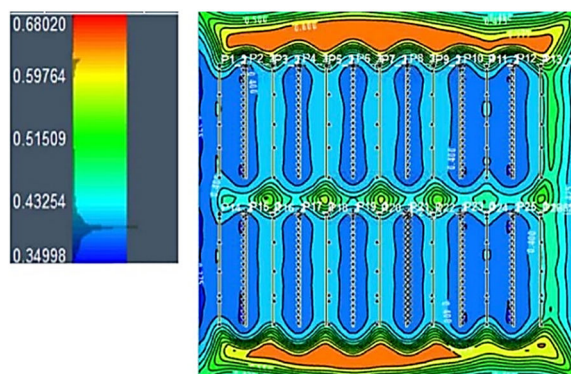


Рисунок 16 – Карта насыщений для стратегии с системой ППД

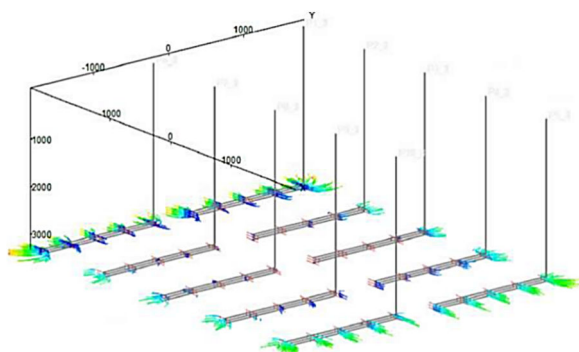


Рисунок 17 – Линии тока для системы истощения

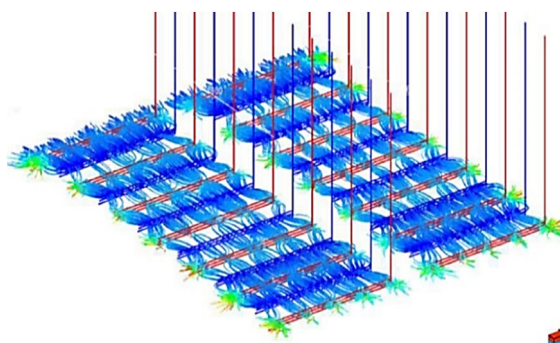


Рисунок 18 – Линии тока для системы ППД

Сравнение стратегий с вертикальными и горизонтальными нагнетательными скважинами

Система разработки с вводом скважин для системы ППД оказалась эффективней, чем на истощение. Следующим шагом является исследование возможности уменьшения затрат на бурение нагнетательных скважин с помощью замены горизонтальных нагнетательных скважин на вертикальные. Ниже рассмотрены 4 гидродинамические модели:

- 1) горизонтальные нагнетательные скважины;
- 2) отношение количества вертикальных нагнетательных скважин к горизонтальным добывающим равняется 1:1;
- 3) отношение количества вертикальных нагнетательных скважин к горизонтальным добывающим равняется 2:1;
- 4) отношение количества вертикальных нагнетательных скважин к горизонтальным добывающим увеличено до 3:1.

Известно, что цена на бурение трёх вертикальных скважин примерно равняется цене на бурение одной горизонтальной, следовательно, если исходом вычислительных

экспериментов окажется превосходство технических параметров стратегии с вертикальными нагнетательными скважинами над стратегией с горизонтальными нагнетательными скважинами, то это будет означать и более эффективную экономическую часть проекта.

В результате сравнения планируется произвести выбор оптимальной стратегии по следующим техническим параметрам: значение коэффициента извлечения нефти, накопленная добыча нефти за 50 лет разработки, компенсация (отношение приёмистости в пластовых условиях к дебиту в пластовых условиях) (табл. 6).

Таблица 6 – Параметры разработки месторождения

Параметр	Горизонт.	1:1	2:1	3:1
КИН, %	31,4	15,1	20,1	26,1
Накопленная добыча, млн м ³	58,0	28,1	37,5	48,5
Компенсация, %	90	65	80	88

На рисунке 19 приведено сравнение вертикальных и горизонтальных нагнетательных скважин, на рисунке 20 – компенсация для сравнения вертикальных и горизонтальных нагнетательных скважин.

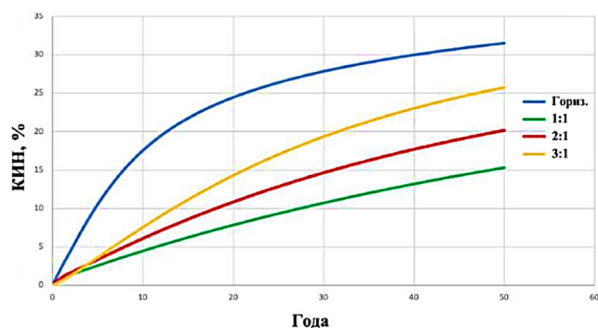


Рисунок 19 – Сравнение вертикальных и горизонтальных нагнетательных скважин

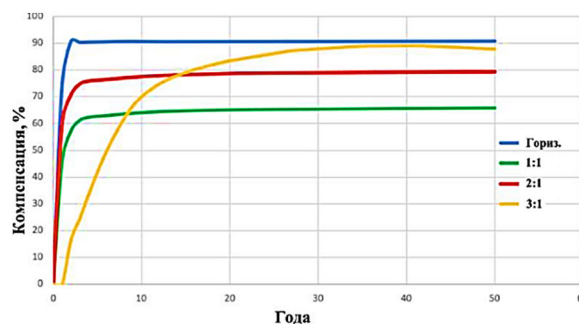


Рисунок 20 – Компенсация для сравнения вертикальных и горизонтальных нагнетательных скважин

Как видно из приведённых рисунков, нагнетательные вертикальные скважины не оказались такими же эффективными, как горизонтальные, что выражено в уменьшенной накопленной добыче (от 28,1 до 48,5 млн м³) по сравнению с горизонтальными (58,0 млн м³); как следствие, КИН оказался ниже. Ещё одним важным фактором при осуществлении стратегии с ППД является компенсация, которая с увеличением количества нагнетательных скважин также увеличивается, но она оказалась значительно ниже в случае с вертикальными нагнетательными скважинами. Стоит отметить, что для случая 3:1 вертикальные нагнетательные скважины начали интерферировать, что повлекло за собой ухудшенное значение компенсации.

После проведения вычислительных экспериментов стало отчётливо ясно, что вертикальные нагнетательные скважины не являются эффективными даже на однородной модели. Таким образом, в дальнейшем данная стратегия не будет рассматриваться на гетерогенной модели, в которой будут включены прослаивания глин с песчаными телами.

Сравнение стратегий с отработкой нагнетательных скважин без отработки

Довольно частой практикой при разработке месторождений РФ является отработка нагнетательных скважин с целью получения большей прибыли. Данная стратегия также включена в рассмотрение.

Для начала необходимо определить оптимальное время отработки скважин. На рисунке 21 приведена зависимость отработки нагнетательных скважин на низкопроницаемых коллекторах. Как видно из результатов экспериментов, данная зависимость времени отработки от проницаемости является обратно пропорциональной и имеет гиперболическую форму. Таким образом, при средней проницаемости коллектора равной $k = 0,98$ мД получено время отработки равное $t \approx 8$ месяцев. Данные вычисления заложены в стратегии по скважинам, в которых нагнетательные скважины первоначально использовались как добывающие. Результаты сравнения приведены на рисунке 22.

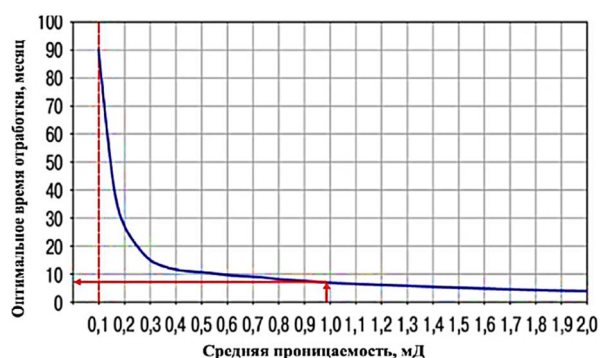


Рисунок 21 – Определение оптимального времени обработки скважин

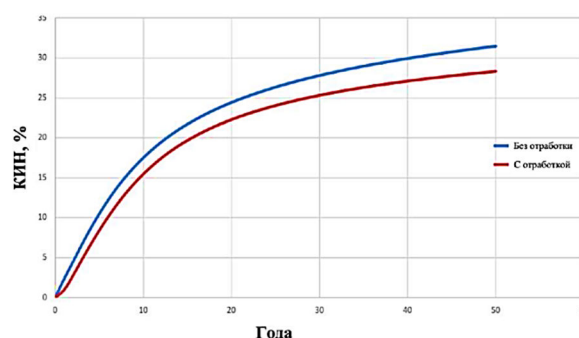


Рисунок 22 – Сравнение стратегий с/без обработки

Как видно из рисунка 22, стратегия разработки с применением обработки не оказалась эффективной с уменьшенными показателями накопленной добычи нефти и КИН в течение 50 лет разработки. Сравнение результатов приведено в таблице 7.

Таблица 7 – Сравнение параметров разработки

Параметр	С обработкой	Без обработки
Время обработки, месяцев	8	–
КИН, %	27,5	31,4
Накопленная добыча, млн м ³	51,2	58,0

Таким образом, установлена неэффективность стратегии разработки с применением обработки нагнетательных скважин.

Сравнение воды и газа в качестве вытесняющих агентов

Конечной задачей для гомогенной геологической модели является сравнение эффективности заводнения с использованием воды и газа в качестве вытесняющего агента. Шаблон расстановки скважин остался таким же, как и в предыдущих случаях. Главной целью сравнения являлось определение влияния разной вязкости агентов на вытеснение нефти в низкопроницаемом коллекторе, т.к. газ, обладая низкой вязкостью, должен лучше фильтроваться в горной породе. С другой стороны, рассмотрение более вязких агентов, используя полимерное заводнение, не имеет смысла, т.к. ввиду отсутствия высокопроводящих каналов флюид из нагнетательных скважин не должен прорываться в добывающие и фронт заводнения продвигается достаточно равномерно. Также полимерное заводнение, обладая высокими показателями вязкости, будет приводить к уменьшенным показателям компенсации, т.к. приёмистость на нагнетательных скважинах со временем будет падать.

Характеристики газа и воды приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики воды и газа

Параметр	Вода	Газ
Вязкость, сП	0,33	0,17
Плотность, кг/м ³	1,010	0,657

Результаты проведения вычислительных экспериментов для накопленной добычи и компенсации приведены на рисунках 23 и 24.

Значение КИН значительно увеличилось при применении газа в качестве вытесняющего агента системы ППД. Компенсация также с использованием газа оказалась выше. В таблице 9 приведено сравнение параметров разработки для разных вытесняющих агентов.

По сравнению с заводнением вытеснение с помощью газа оказалось значительно эффективнее, позволив увеличить КИН с 31,4 до 50,6 %. Как следствие, увеличилась и накопленная добыча нефти (с 58 млн м³ до 93,92 млн м³). Также на нагнетательных сква-

жинах увеличилась приёмистость, что позволило достигнуть практически стопроцентную компенсацию. Полученные выводы позволяют предположить о том, что на гетерогенной модели газ также будет более эффективным с точки зрения вытеснения, чем вода. Однако следует заметить, что в настоящий момент на Приобском нефтяном месторождении отсутствует возможность применения газа в качестве вытесняющего агента системы ППД, следовательно, в дальнейшем вода не будет исключена из рассмотрения.

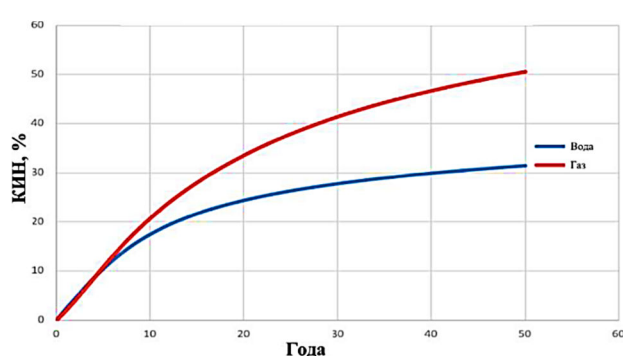


Рисунок 23 – Сравнение различных агентов вытеснения

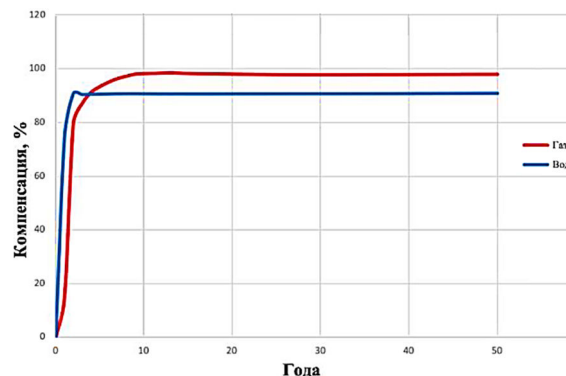


Рисунок 24 – Компенсация для различных агентов вытеснения

Таблица 9 – Сравнение параметров разработки для разных вытесняющих агентов

Параметр	Газ	Вода
КИН, %	50,6	31,4
Накопленная добыча, млн м ³	93,92	58
Компенсация, %	90	99

Литература

1. Горпинченко А.Н. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – 240 с.
2. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Издательство «Инфра-Инженерия», 2020. – 244 с.
3. Нежданов А.А. Геология и нефтегазоносность Ачимовской толщи Западной Сибири (на примере Самбургско-Уренгойской зоны) / А.А. Нежданов [и др.]. – М. : Издательство Академии горных наук, 2000. – 245 с.
4. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений : в 2 ч. : учеб. пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021–2022.
5. Байков В.А. Учёт неоднородности при геолого-гидродинамическом моделировании Приобского месторождения / В.А. Байков, А.С. Бочков, А.А. Яковлев // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 5. – С. 50–54.
6. Бородкин В.Н. Материалы к уточнению стратиграфической схемы берриас – нижнеаптских отложений Западной Сибири с учётом клиноформного строения разреза / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 12. – С. 1631–1639.
7. Бородкин В.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 9. – С. 1630–1642.
8. Гладков П.Д. Выбор технологической жидкости для глушения скважин перед подземным ремонтом на Приобском нефтяном месторождении / П.Д. Гладков, М.К. Рогачёв // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 175–181.
9. Горпинченко А.Н. Анализ геологических зональных закономерностей строения ачимовских комплексов / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок // 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.
10. Горпинченко А.Н. Перспективы нефтегазоносности ачимовских отложений Западной Сибири и основные направления поисковых работ / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, О.В. Са-

- венки // 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.
11. Горпинченко А.Н. Анализ геолого-промысловой характеристики ачимовских отложений со сверхнизкими ФЕС в условиях АВПД на примере Приобского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок // Технические и технологические системы: материалы тринадцатой Международной научной конференции «ТТС-22» (23–25 ноября 2022 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – С. 291–298.
 12. Горпинченко А.Н. Анализ разработки ачимовских отложений на месторождениях Западной Сибири / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития: сборник трудов III Международной научно-практической конференции (08–09 декабря 2022 года, г. Ставрополь). – Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет, 2022. – С. 26–33.
 13. К вопросу о механизме формирования зон аномальных разрезов ачимовских отложений Западно-Сибирского региона / А.Н. Горпинченко [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 2. – С. 15–26.
 14. Горпинченко А.Н. Анализ геологического строения Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения и особенности его нефтегазоносности / А.Н. Горпинченко // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 19–36.
 15. Диоманде Б.Х. Анализ применения геля-раствора для бурения неустойчивых горных пород при строительстве эксплуатационной скважины на Приобском месторождении / Б.Х. Диоманде, О.В. Савенок // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 71–76.
 16. Жарикова Н.Х. Анализ природы и механизма возникновения аномально высоких пластовых давлений и закономерности распространения толщ с АВПД на примере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Н.Х. Жарикова, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 87–103.
 17. Жарикова Н.Х. Особенности геологического строения ачимовских отложений на примере Приобского нефтяного месторождения / Н.Х. Жарикова, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 104–121.
 18. Жарикова Н.Х. Построение геологических и гидродинамических моделей ачимовских отложений Южной части Приобского месторождения с целью проектирования прогнозных вариантов разработки / Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко // Нефтегазовая вертикаль. – 2023. – № 2. – С. 89–104.
 19. Попов И.П. Обоснование фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели Приобского месторождения / И.П. Попов, Н.О. Захаров // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 4. – С. 19–23.
 20. Савенок О.В. Проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения для Приобского месторождения / О.В. Савенок, Д.Б. Тепе // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 258–265.
 21. Савенок О.В. Оценка технологической эффективности глинокислотной обработки на горизонтальных добывающих скважинах Приобского месторождения / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: сборник трудов II Международной научно-практической конференции, посвящённой 10-летию Северо-Кавказского федерального университета (09–10 декабря 2021 года, г. Ставрополь). – Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет, 2021. – С. 279–284.
 22. Савенок О.В. Анализ влияния коэффициента аномально высокого пластового давления на разработку нефтегазовых месторождений / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 141–154.
 23. Савенок О.В. Анализ методов и технологий добычи углеводородного сырья в условиях аномальных пластовых давлений / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко, Г.В. Шелухов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 148–163.
 24. Черевко М.А. Эффективность уплотнения сетки скважин по ультранизкопроницаемым пластам Приобского месторождения / М.А. Черевко [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. – № 6. – С. 60–65.
 25. Чуйкин Е.П. Анализ эффективности гидродинамических исследований скважин на Приобском месторождении / Е.П. Чуйкин [и др.] // Строительство и ремонт скважин – 2015: Сборник докладов Международной научно-практической конференции (21–26 сентября 2015 года, г. Анапа). – Краснодар : ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2015. – С. 62–68.
 26. Чуйкин Е.П. Анализ эффективности гидродинамических исследований скважин на Приобском месторождении / Е.П. Чуйкин [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 11. – С. 74–78.

References

1. Gorpinchenko A.N. Geological foundations for the development of oil and gas fields : textbook / A.N. Gorpinchenko, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2022. – 240 p.
2. Ladenko A.A. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields : textbook / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Publishing house «Infra-Engineering», 2020. – 244 p.
3. Nezhdanov A.A. Geology and oil and gas potential of the Achimov strata of Western Siberia (on the example of the Samburg-Urengoy zone) / A.A. Nezhdanov [et al.]. – M. : Publishing house of the Academy of Mining Sciences, 2000. – 245 p.
4. Savenok O.V. Designing the development of oil fields : in 2 hours : textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021–2022.
5. Baikov V.A. Accounting for inhomogeneity at geological and hydrodynamic modeling of the Priobskoye field / V.A. Baikov, A.S. Bochkov, A.A. Yakovlev // Oil industry. – 2011. – № 5. – P. 50–54.
6. Borodkin V.N. Materials for the refinement of the stratigraphic scheme of the Berriasian – Lower Aptian deposits of Western Siberia, taking into account the clinofold structure of the section / V.N. Borodkin, A.R. Kurchikov // Geology and geophysics. – 2010. – Vol. 51. – № 12. – P. 1631–1639.
7. Borodkin V.N. Geological structure and prospects for the oil and gas content of the Achimov strata of the West Nerutinsky oil and gas zone / V.N. Borodkin, A.R. Kurchikov // Geology and geophysics. – 2015. – Vol. 56. – № 9. – P. 1630–1642.
8. Gladkov P.D. The choice of process fluid for killing wells before underground workover at the Priobskoye oil field / P.D. Gladkov, M.K. Rogachev // Electronic scientific journal Oil and gas business. – 2012. – № 2. – P. 175–181.
9. Gorpinchenko A.N. Analysis of geological zonal regularities in the structure of the Achimov complexes / A.N. Gorpinchenko, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok // 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.
10. Gorpinchenko A.N. Prospects for the oil and gas potential of the Achimov deposits of Western Siberia and the main directions of prospecting / A.N. Gorpinchenko, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok // 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.
11. Gorpinchenko A.N. Analysis of the geological and commercial characteristics of the Achimov deposits with ultra-low reservoir properties under the conditions of AHFP on the example of the Priobskoye oil and gas condensate field / A.N. Gorpinchenko, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok // Technical and technological systems: materials of the thirteenth International Scientific Conference «TTS-22» (November 23–25, 2022) / FGBOU VO «KubGTU», KVVAUL named after A.K. Serov. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2022. – P. 291–298.
12. Gorpinchenko A.N. Analysis of the development of Achimov deposits in the fields of Western Siberia / A.N. Gorpinchenko, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok // Innovative technologies in the oil and gas industry. Problems of Sustainable Development: Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference (December 08–09, 2022, Stavropol). – Stavropol : North Caucasian Federal University, 2022. – P. 26–33.
13. To the question of the mechanism of formation of zones of anomalous sections of the Achimov deposits of the West Siberian region / A.N. Gorpinchenko [et al.] // Oil engineer. – 2022. – № 2. – P. 15–26.
14. Gorpinchenko A.N. Analysis of the geological structure of the Urengoy oil and gas condensate field and features of its oil and gas potential / A.N. Gorpinchenko // Bulatov Readings. – 2023. – Vol. 1. – P. 19–36.
15. Diomande B.Kh. Analysis of the use of a gel solution for drilling unstable rocks during the construction of a production well at the Priobskoye field / B.Kh. Diomande, O.V. Savenok // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 71–76.
16. Zharikova N.Kh. 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 / N.Kh. Zharikova, A.N. Gorpinchenko // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2022. – № 2. – P. 87–103.
17. Zharikova N.Kh. Features of the geological structure of the Achimov deposits on the example of the Priobskoye oil field / N.Kh. Zharikova, A.N. Gorpinchenko // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2022. – № 2. – P. 104–121.
18. Zharikova N.Kh. Construction of geological and hydrodynamic models of the Achimov deposits of the Southern part of the Priobskoye field in order to design predictive development options /

- N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok, A.N. Gorpichenko // Oil and gas vertical. – 2023. – № 2. – P. 89–104.
19. Popov I.P. Substantiation of the porosity-permeability and hydrodynamic model of the Priobskoye field / I.P. Popov, N.O. Zakharov // Oilfield business. – 2018. – № 4. – P. 19–23.
 20. Savenok O.V. Designing drilling fluid formulations according to drilling intervals for the Priobskoye field / O.V. Savenok, D.B. Tepe // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 3. – P. 258–265.
 21. Savenok O.V. Evaluation of the technological efficiency of clay-acid treatment on horizontal production wells of the Priobskoye field / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Innovative technologies in the oil and gas industry. Problems of Sustainable Development of Territories: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference Dedicated to the 10th Anniversary of the North Caucasus Federal University (December 9–10, 2021, Stavropol). – Stavropol : North Caucasian Federal University, 2021. – P. 279–284.
 22. Savenok O.V. Analysis of the influence of the coefficient of abnormally high reservoir pressure on the development of oil and gas fields / O.V. Savenok, A.N. Gorpichenko // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2022. – № 2. – P. 141–154.
 23. Savenok O.V. Analysis of methods and technologies for the extraction of hydrocarbon raw materials under abnormal reservoir pressures / O.V. Savenok, A.N. Gorpichenko, G.V. Shelukhov // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2022. – № 3. – P. 148–163.
 24. Cherevko M.A. Efficiency of compaction of a grid of wells in ultra-low-permeability formations of the Priobskoye field / M.A. Cherevko [et al.] // Drilling and oil. – 2015. – № 6. – P. 60–65.
 25. Chuikin E.P. Analysis of the effectiveness of hydrodynamic studies of wells at the Priobskoye field / E.P. Chuikin [et al.] // Construction and repair of wells – 2015: Collection of reports of the International scientific and practical conference (September 21–26, 2015, Anapa). – Krasnodar : LLC Scientific and production company «Nitpo», 2015. – P. 62–68.
 26. Chuikin E.P. Analysis of the effectiveness of hydrodynamic studies of wells at the Priobskoye field / E.P. Chuikin [et al.] // Oil. Gas. Innovations. – 2015. – № 11. – P. 74–78.