



УДК 622.276

УТОЧНЕНИЕ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СЕНОМАНСКОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ЮЖНО-РУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

UPDATE OF THE GAS-HYDRODYNAMIC MODEL OF THE SENOMAN GAS DEPOSIT OF THE YUZHNO-RUSSKOYE FIELD

Сопнев Тимур Владимирович

начальник управления геологии,
разработки и лицензирования месторождений,
ООО «Газпром добыча Ямбург»
blak7@rambler.ru

Бекетов Сергей Борисович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры геофизических методов поисков
и разведки месторождений полезных ископаемых,
Северо-Кавказский федеральный университет
bsb.gt@rambler.ru

Аннотация. В статье проведено уточнение газогидродинамической модели сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения. Показано обоснование расчётной модели, и приведена характеристика гидродинамической 3D-модели. Рассмотрены алгоритмы переноса исходных литолого-фильтрационных параметров геологической модели на укрупнённую гидродинамическую сетку. Проведено моделирование добывающих скважин и моделирование системы добычи газа. Описано текущее состояние разработки и обустройства сеноманской газовой залежи.

Ключевые слова: газогидродинамическая модель; расчётная модель; гидродинамическая 3D-модель; геологическая модель; литолого-фильтрационные параметры; укрупнённая гидродинамическая сетка; опережающие темпы разбуривания.

Sopnev Timur Vladimirovich

Head of the department of geology,
development and licensing of deposits,
LLC «Gazprom dobycha Yamburg»
blak7@rambler.ru

Beketov Sergey Borisovich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Professor of geophysical methods
for prospecting and exploration
of mineral deposits department,
North-Caucasian Federal University
bsb.gt@rambler.ru

Annotation. The article clarifies the gas-hydrodynamic model of the Senoman gas deposit of the Yuzhno-Russkoye field. The justification of the computational model is shown, and the characteristic of the hydrodynamic 3D model is given. The algorithms for transferring the initial lithologic-filtration parameters of the geological model to an enlarged hydrodynamic grid are considered. Modeling production wells and modeling the gas production system. The current state of development and arrangement of the Senoman gas reservoir is described.

Keywords: gas-hydrodynamic model; calculation model; hydrodynamic 3D-model; geological model; lithological and filtration parameters; enlarged hydrodynamic grid; outstripping drilling pace.

Южно-Русское нефтегазовое месторождение (рис. 1) расположено в Красноселькупском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Лицензией на геологическое изучение и разработку Южно-Русского НГМ обладает ОАО «Севернефтегазпром».

На месторождении выявлено 27 залежей в 14-ти продуктивных пластах ПК₁, Т₁, Т₂, ПК₁₂, ПК₁₆, ПК₁₇¹, ПК₁₇², ПК₁₈, ПК₁₉, ПК_{21–22}, ПК₂₄, АТ₀, АТ₁ и БТ₁₂.

Сеноманская газовая залежь в пласте ПК₁ на Южно-Русском месторождении залегает на глубинах 863–982 м. ГВК прослеживается на абсолютных отметках от –910 до –914 м. Покрышкой является глинистая толща туронского возраста, в структуре которой прослеживаются низкопроницаемые газонасыщенные пласты Т₁ и Т₂ (подшва пласта Т₂ на 45–60 м выше кровли сеномана). Высота залежи 103,5 м. Размеры залежи 71×12 км. Залежь массивная, водоплавающая.

Опережающие темпы разбуривания залежи позволяют ускорить выход месторождения на проектную производительность. В связи с этим проектные технологические показатели разработки требуют уточнения.

Сопровождение и анализ разработки Южно-Русского НГМ проводится на основе трёхмерной газогидродинамической модели, реализованной в программном комплексе ECLIPSE фирмы «Schlumberger». Вся поступающая геолого-промысловая информация тщательно систематизируется, обновляется база данных. В течение 2017 года прежняя модель полностью изменена, добавлен ряд усовершенствований, уточнены добывные возможности скважин.

Обоснование расчётной модели

Выбор оптимальной стратегии разработки месторождения – сложная многовариантная задача, решение которой невозможно без создания расчётной модели для прогнозирования. Получение



единственно верного решения данной задачи требует детального описания всех свойств элементов модели и их взаимосвязей.

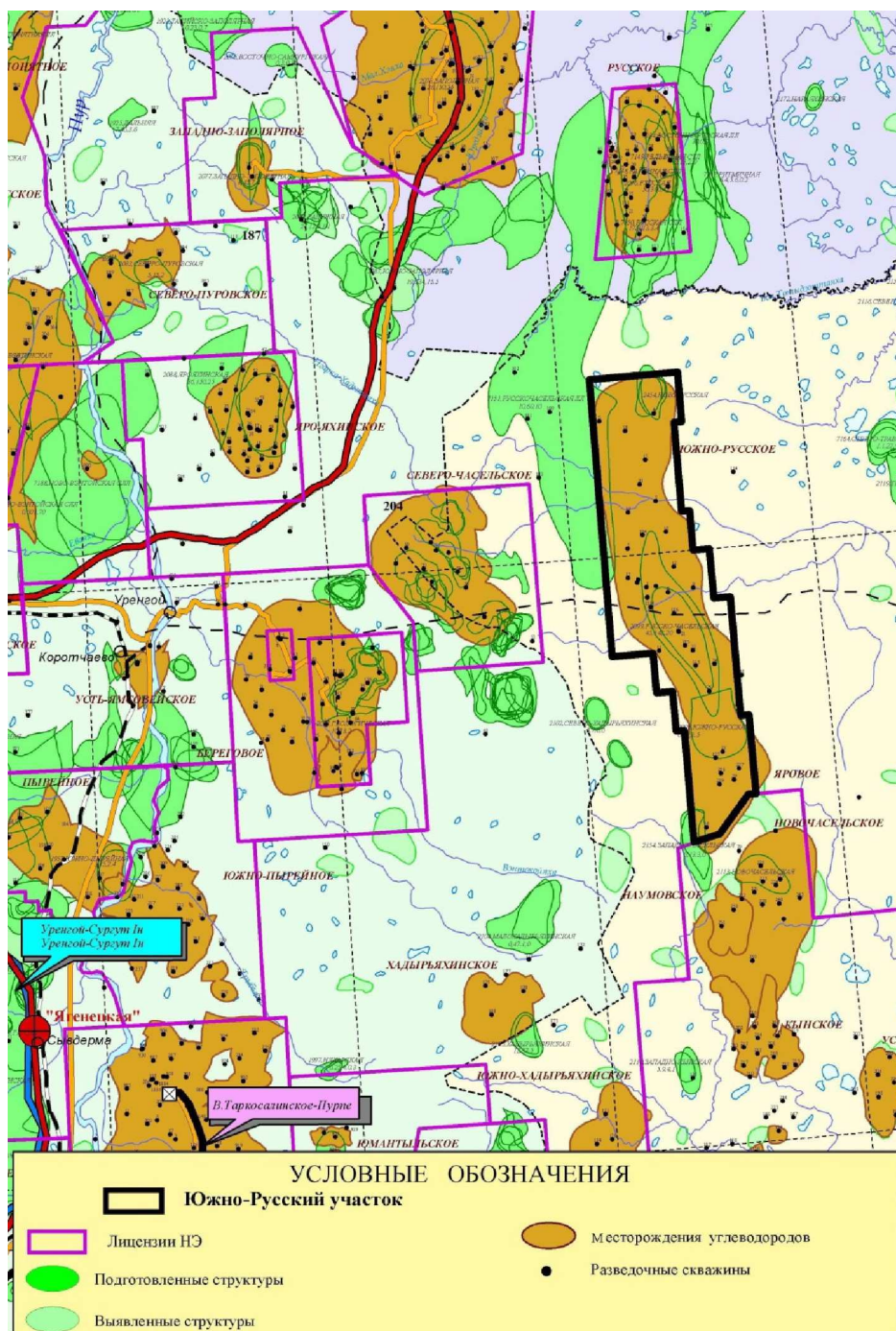


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

На сегодняшний день поиск наиболее эффективных вариантов разработки месторождений углеводородов целесообразно проводить с использованием самой современной вычислительной техники и программного обеспечения, построенного на основе принципов трёхмерного гидродинамического моделирования залежей.

Возможности эталонного программного обеспечения для гидродинамического моделирования позволяют учесть большинство научно- и экспериментально-обоснованных связей между исходными параметрами пласта (пористость, проницаемость и т.д.), динамическими параметрами насыщающих флюидов (плотность, вязкость, насыщенность) и результирующими динамическими характеристиками (скорость фильтрации, изменение давления и т.д.), расчёт которых проводится при нарушении начального равновесия в залежи. В свою очередь, характер движения флюидов, насыщающих пласт, во



многим зависит от параметров технической компоненты системы разработки – например, от числа добывающих скважин, схемы их размещения, т.к. забои скважин являются источниками возмущений в системе.

С одной стороны, дебиты скважин определяются фильтрационными параметрами пласта, текущими пластовыми условиями, несовершенством скважин по степени и характеру вскрытия пласта и заданными забойными ограничениями (например, ограничением предельно-допустимой депрессии на пласт). С другой стороны, расчётные дебиты должны удовлетворять требуемым ограничениям на поверхности, возможностям технологического оборудования и параметрам системы добычи и сбора продукции. Выполнение всех заданных ограничений, прогнозирование и перераспределение дебитов достигается путём совместной балансировки элементов всей системы «пласт – забои скважин – устья скважин – система сбора – технологическое оборудование – внешний транспорт». Одновременно должна решаться оптимизационная задача минимизации потерь давления в системе.

Перечисленные возможности моделирования предоставляет программный комплекс ECLIPSE фирмы «Schlumberger», который является общепризнанным отраслевым стандартом. Моделирование разработки Южно-Русского нефтегазового месторождения проводится на основе гидродинамического ядра трёхфазной фильтрации ECLIPSE 100 с привлечением ряда дополнительных опций ECLIPSE 200 («Наземные сети», «Опция трения на забое» и др.).

С момента первой реализации (2004 год) комплексная модель Южно-Русского НГМ существенно видоизменилась. Первоначальная версия модели месторождения была основой последнего проектного документа. В настоящее время модель активно используется для оперативного планирования и управления разработкой в режиме on-line. Модель изначально включает большое количество неизвестных факторов, т.к. месторождение находится в стадии эксплуатационного разбуривания, промышленная разработка ещё не началась.

Несмотря на имеющиеся возможности программного обеспечения, корректность моделирования зависит как от выбора математических методов, которые описывают взаимодействие элементов модели, так и от неопределённости ряда исходных параметров. Неопределённость является решающим фактором, определяющим общий риск принятия проектных решений. В связи с этим, процесс создания гидродинамической модели требует не только максимального привлечения всей имеющейся геолого-геофизической и промысловой информации, но и проведения дополнительных лабораторных и специальных промысловых исследований всех элементов, объединённых в рамках комплексной модели месторождения. Снизить высокую интегральную погрешность прогнозирования позволяет минимизация количества исходных параметров, имеющих высокую степень неопределённости.

В процессе экспериментальных работ последних лет по тематике Южно-Русского месторождения проведены новые исследования, направленные на снижение степени неопределённости параметров расчётной модели. Новая характеристика некоторых параметров может кардинально изменить представления о внутреннем строении залежей и динамике всей системы разработки. На сегодняшний день можно уверенно обозначить аспекты, реализация которых в новой версии гидродинамической модели позволит не только минимизировать вынужденную корректировку исходных параметров модели при последующей её настройке по истории разработки, но и получить более обоснованные прогнозные расчёты:

- возможности вычислительной техники позволили построить литолого-фильтрационную модель месторождения с максимальной детализацией неоднородности пластов по вертикали. Это даёт возможность применить алгоритмы переноса вертикальной микрон неоднородности пласта на укрупнённые ячейки гидродинамической модели (вертикальная анизотропия). Более надёжное обоснование вертикальной проводимости пласта особенно важно при моделировании продуктивности пологих и горизонтальных скважин, а также для получения картины распределения давления по разрезу залежей;

- при создании детальной геологической модели месторождения выделены два типа пород-коллекторов (песчаники и алевролиты), что расширит возможности варьирования фильтрационными параметрами модели в ходе её последующей адаптации (раздельный расчёт проницаемости, задание ОФП по типам коллекторов);

- по результатам исследований керна получена зависимость абсолютной проницаемости от открытой пористости;

- в новой версии модели учтены функции изменения пористости и проницаемости коллекторов в зависимости от увеличения эффективного давления на породу (разница между горным и пластовым давлением);

- применён принципиально новый метод моделирования водонапорного бассейна с учётом его разгазирования;

- уточнены физико-химические и термобарические свойства пластовых систем с применением новых методик.

Следует отметить, что каждая из перечисленных характеристик новой модели имеет точность определения. Однако решающие факторы неопределённости модели могут носить гораздо более случайный характер и не подчиняться каким-либо закономерностям. Так, например, значения практи-



чески всех фильтрационных параметров модели (ОФП, анизотропия) с определённой степенью условности приняты функциями абсолютной проницаемости, которая зависит от коэффициента пористости. В свою очередь, значения коэффициента пористости определённым образом распределены в объёме модели, поэтому оценить достоверность исходной трёхмерной литологической модели можно только по результатам гидродинамического моделирования истории разработки.

Решение задачи адаптации трёхмерной гидродинамической модели усложняется ещё одним фактором – неопределённым характером отработки залежи по разрезу. Например, величина дренируемых запасов субгоризонтальной скважины, вскрывающей несколько продуктивных пачек с различными фильтрационными свойствами, может быть распределена по-разному. Запасы могут быть распределены в большей степени по площади «работающей» верхней пачки, в условиях плохой отработки, например, «удалённых» интервалов вскрытия в стволе скважины. И, наоборот, в случае равномерного притока, те же дренируемые запасы могут быть распределены по всем пачкам, но на небольшой площади, а для настройки продуктивности скважины потребуется совершенно иная корректировка фильтрационно-емкостных параметров пласта. Данный факт усложняется ещё и тем обстоятельством, что контроль притока непосредственно на забое имеет ряд технологических трудностей.

Частичное решение данной проблемы возможно с использованием дополнительных возможностей программного обеспечения ECLIPSE. Расчёт профиля притока флюида к забою скважины проводится совместно с расчётом потерь давления при его движении по стволу вдоль интервала вскрытия (перфорированная эксплуатационная колонна или фильтр). Это позволяет более точно моделировать профиль притока и его изменение в процессе разработки и, как следствие, воспроизводить неравномерность отработки залежи по разрезу. Совместное маневрирование величиной несовершенства скважины по характеру вскрытия (скин-эффект) и гидравлическим сопротивлением трубного пространства (или фильтра) в интервале вскрытия позволяет:

- достаточно быстро настроить продуктивность скважины без корректировки параметров несовершенства скважины по характеру вскрытия только путём манипуляции гидравлическим сопротивлением трубного пространства;
- в некоторых случаях получить необходимую величину дренируемых скважиной запасов, распределённых по площади и разрезу, практически без корректировки исходных параметров пласта в межскважинном пространстве (пористости, насыщенности, проницаемости или песчаности);
- принять решение о корректировке исходных свойств модели в крайнем случае, если настроить расчётный режим работы скважины невозможно без применения критических значений скин-эффекта или гидравлического сопротивления.

Таким образом, ряд новых усовершенствований комплексной модели Южно-Русского НГМ позволяет снизить риск проектных решений и повысить эффективность разработки.

Характеристика гидродинамической 3D-модели

Алгоритмы переноса исходных литолого-фильтрационных параметров геологической модели на укрупнённую гидродинамическую сетку

Основой для создания трёхмерной гидродинамической модели является детальная литолого-фильтрационная модель. При создании гидродинамической модели Южно-Русского НГМ использован нестандартный подход к укрупнению исходной литолого-фильтрационной модели.

Так, метод укрупнения проницаемости «Arithmetic-harmonic averaging» является «принятым по умолчанию» в препроцессоре FloGrid и основан на аналогии с линейным законом фильтрации через площадь элемента пласта. Результирующая проницаемость в направлении Z:

$$Kz = \frac{\sum_k \frac{1}{\sum_{i,j} \frac{V_{ijk}}{dZ_{ijk}^2}}}{\sum_k \frac{1}{\sum_{i,j} \frac{V_{ijk} \cdot kz_{ijk}}{dZ_{ijk}^2}}},$$

где V_{ijk} – объём элементарной ячейки; dZ_{ijk} – толщина элементарной ячейки; kz_{ijk} – вертикальная проницаемость элементарной ячейки.

Метод применим при условии сопоставимости размеров исходных ячеек по X, Y, Z. В условиях практики, укрупнение исходной модели приходится проводить в основном по вертикали, поскольку по X-Y исходные ячейки изначально имеют большой размер. При этом обнаруживается недостаток метода: например, если при 20-ти кратном укрупнении модели по Z, хотя бы одна элементарная ячейка (например, толщиной 0,2 м) является непроницаемой (глинистый пропласток), то новая ячейка стано-



вится полностью непроводящей по вертикали. Таким образом, результатами такой обработки будут модели с очень малой или нулевой проводимостью по вертикали в районах с относительно слабой глинизацией разреза.

«Полностью 3D-потокосы» алгоритмы учитывают возможный вертикальный поток в соседних укрупнённых ячейках, поиск решения проводится с помощью итерационной матричной процедуры для всех ячеек. Тестирование «полностью 3D-потокосых» алгоритмов апскейлинга абсолютной проницаемости проведено при создании гидродинамической модели сеноманской залежи Заполярного месторождения. Исходная цифровая литолого-фильтрационная модель насчитывала 460 слоёв толщиной 0,4 м. Укрупнение проводилось в среде FastTracker компании «FurgoJason». Расчёт проводился без учёта фазовой проницаемости. После истечения почти 30 часов работы сервера, решение получено не было, скорее всего, система перешла в состояние «зависания».

Теоретически «полностью 3D-потокосые» алгоритмы позволяют получить более реальную картину распределения «укрупнённой» проницаемости в объёме гидродинамического каркаса, особенно по вертикали. С другой стороны, процесс адаптации модели, который должен протекать параллельно, требует многовариантности получаемой неоднородности. В условиях ограниченного времени, необходимость в нескольких вариантах литолого-фильтрационной модели потребовала поиска более быстрого и не менее эффективного способа апскейлинга.

Для решения этой задачи разработан программный продукт (рис. 2). Программа работает с исходными 3D-кубами литолого-фильтрационных свойств (пока в формате ключевых слов ECLIPSE) или с набором 2D-сеток. Обязательным условием работы программы является наличие куба типов пород (максимум три типа: песчаник, алевролит, глина). Помимо апскейлинга относительно простых параметров, требующих арифметического осреднения (пористость – PORO, песчанистость – NTG) программа использует метод укрупнения проницаемости, который базируется на усовершенствованном методе «Arithmetic-harmonic averaging». Усовершенствованный метод имеет следующие особенности:

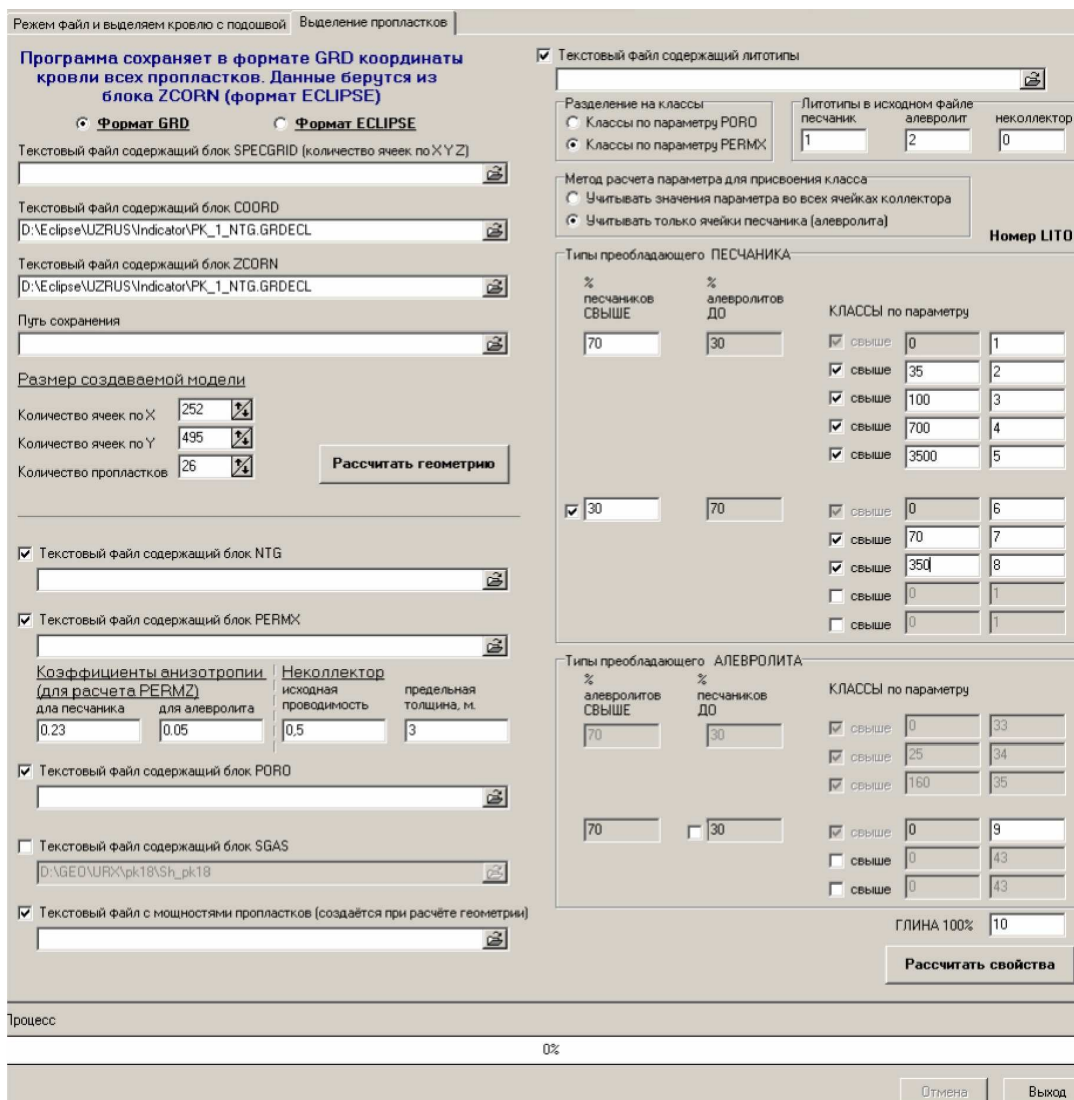


Рисунок 2 – Основное окно интерфейса программы апскейлинга



- При расчёте проницаемости укрупняемой ячейки в направлении Z, введена поправка на исходную анизотропию для элементарных ячеек исходной цифровой модели: например, «чистый» коллектор (песчаник) – 0,4, «алевролит» – 0,05. Параметры регулируются.

- При расчёте проницаемости укрупняемой ячейки в направлении Z, алгоритм включает проверку общей толщины исходно непроводящих ячеек, входящих в укрупняемую ячейку. Учтена возможность указать общую толщину, свыше которой укрупнённая ячейка останется непроводящей. При меньшей суммарной толщине неактивных ячеек, нулевая проводимость первой исходной ячейки заменяется на определённое значение (например, 0,05 мД) и, в зависимости от толщины неактивных ячеек, вычисляется результирующая проводимость набора (см. формулу). Это позволяет работать с ячейками, размерами по X и Y существенно превышающими размеры по Z и разбавляет изначальную детерминированность больших ячеек элементом стохастики.

На рисунке 3 показан общий вид гидродинамической сетки. Размеры модели по I/J/K (X/Y/Z) составляют, соответственно 53/230/30 ячеек. Детализация модели по разрезу составляет 5 м (первые 26 слоёв, общая толщина 130 м). Нижние четыре слоя приняты толщиной по 50 м и характеризуют подошвенный водонапорный бассейн. Нижняя структурная поверхность модели приблизительно соответствует положению кровли пласта ПК₁₂, которая является нижней границей области распространения гидродинамически связанных пластов сеномана.

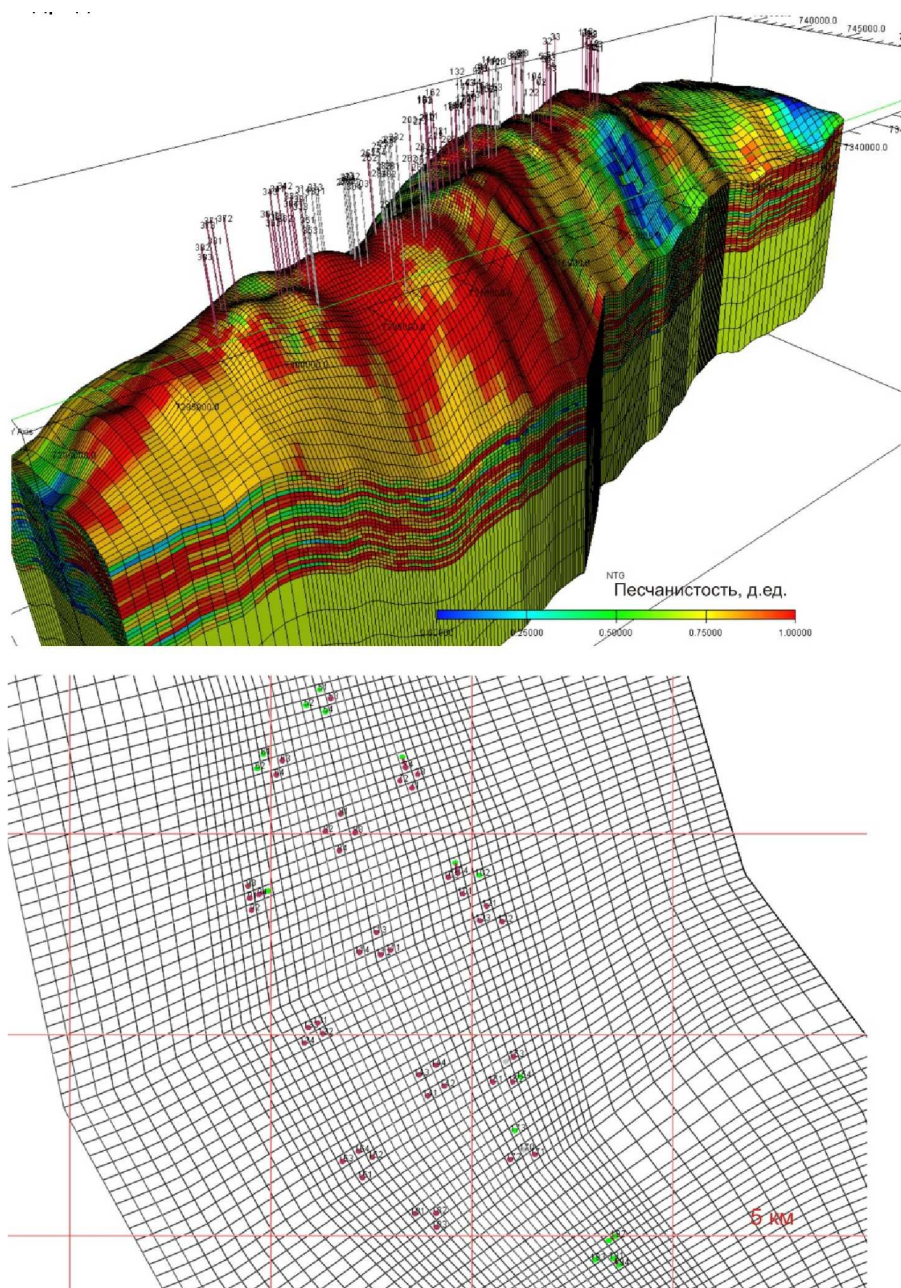


Рисунок 3 – Вид гидродинамической сетки



Общее число ячеек в модели 365700.

В отличие от предыдущей реализации в новой версии модели нет локальных измельчений сетки – локальные измельчения приводят к плохой сходимости прогнозных расчётов и не позволяют существенно повысить детализацию геологического строения залежи.

Предыдущая модель описывала как сеноманскую залежь, так и туронские пласты. В настоящее время эти два объекта разделены – для каждого создана отдельная модель, а взаимодействие объектов на поверхности планируется реализовать отдельными опциями ECLIPSE 200.

В таблице 1 приводятся основные параметры модели и их отличия от параметров, принятых при моделировании в 2014 году. В приложении Б приводится характеристика гидродинамической 3D-модели сеноманской газовой залежи в графическом виде.

Таблица 1 – Основные параметры гидродинамической 3D-модели

Параметры модели	2014 г.	2017 г.
Количество ячеек по I (X)	40	53
Количество ячеек по J (Y)	100	230
Количество ячеек по K (Z)	35	26 (+4)
Локальные измельчения сетки	41	нет
Коэффициент пористости, доли ед.	0,36	0,31
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,647	0,785
Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	0,844	0,712
Начальная ОФП по газу, доли ед	0,98	0,79
Поровый объём, млн. м3	7468	8592
Абсолютная проницаемость по XY	307	597
Абсолютная проницаемость по Z	242	35
Количество областей насыщения (число типов ОФП)	6	10
Количество областей усреднения расчётных параметров	6	6
А.о. положения ГВК, м	913	912
А.о. приведения пластового давления / значение, МПа	880 / 9,28	877 / 9,13
Метод моделирования водонапорного бассейна	Феткович	Картер-Трейси
Сжимаемость воды, 1/Бар	0,000004	0,001*
Запасы газа, млрд. м3	669	666

* ECLIPSE требует ввода постоянного значения, однако с учётом растворённого газа, функция сжимаемости воды имеет нелинейный характер

Моделирование добывающих скважин

При моделировании притока флюида к скважине используются ячейки модели, которые пересекает скважина (рис. 4). В качестве стоков принимаются центры вскрываемых ячеек, которые принято обозначать как «соединения (connections)».

Дебит флюида, вытекающего через соединение, пропорционален перепаду между давлением во вскрываемой ячейке и давлением в соединении (стенка скважины). В программном комплексе ECLIPSE 100 уравнение притока газовой фазы к «соединению» записывается в следующем виде:

$$q_{e,j} = T_j \cdot M(p)_e \cdot (P_{пл,j} - P_{заб,j}),$$

где $M(p)_e = k_{OG} \cdot \lambda(p_{cp})$ – подвижность газа.

Здесь k_{OG} – относительная фазовая проницаемость по газу; $\lambda(p_{cp}) = \frac{1}{B_e(p_{cp}) \cdot \mu_e(p_{cp})}$ – функ-

ция псевдодавления; $p_{cp} = \frac{(p_{пл} + P_{заб})}{2}$; μ_e – вязкость газа; $B_e = \frac{Z \cdot T_{пл} \cdot P_{cm}}{P \cdot T_{cm}}$ – объёмный коэффици-

ент газа; $T_j = \frac{c \cdot \theta \cdot kh_j}{\ln\left(\frac{r_{0,j}}{r_{скв}}\right) + S_j}$ – коэффициент проводимости для j-го соединения.

Здесь $c = 0,008527$ – постоянная для пересчёта в метрическую систему единиц; $\theta_j = 2 \cdot \pi$; kh_j – проводимость ячейки модели; $r_{скв}$ – радиус скважины; S_j – скин-фактор для j-го соединения; $r_{0,j}$ – эквивалентный радиус ячейки, вскрываемой скважиной.



Общая проводимость соединения является средним геометрическим проводимостей в каждом направлении x, y, z :

$$T_j = \sqrt{T_{x,j}^2 + T_{y,j}^2 + T_{z,j}^2}, \text{ где } T_{x,j} = \frac{c \cdot \theta \cdot kh_{x,j}}{\ln\left(\frac{r_{0x,j}}{r_{СКК}}\right) + S_j}$$

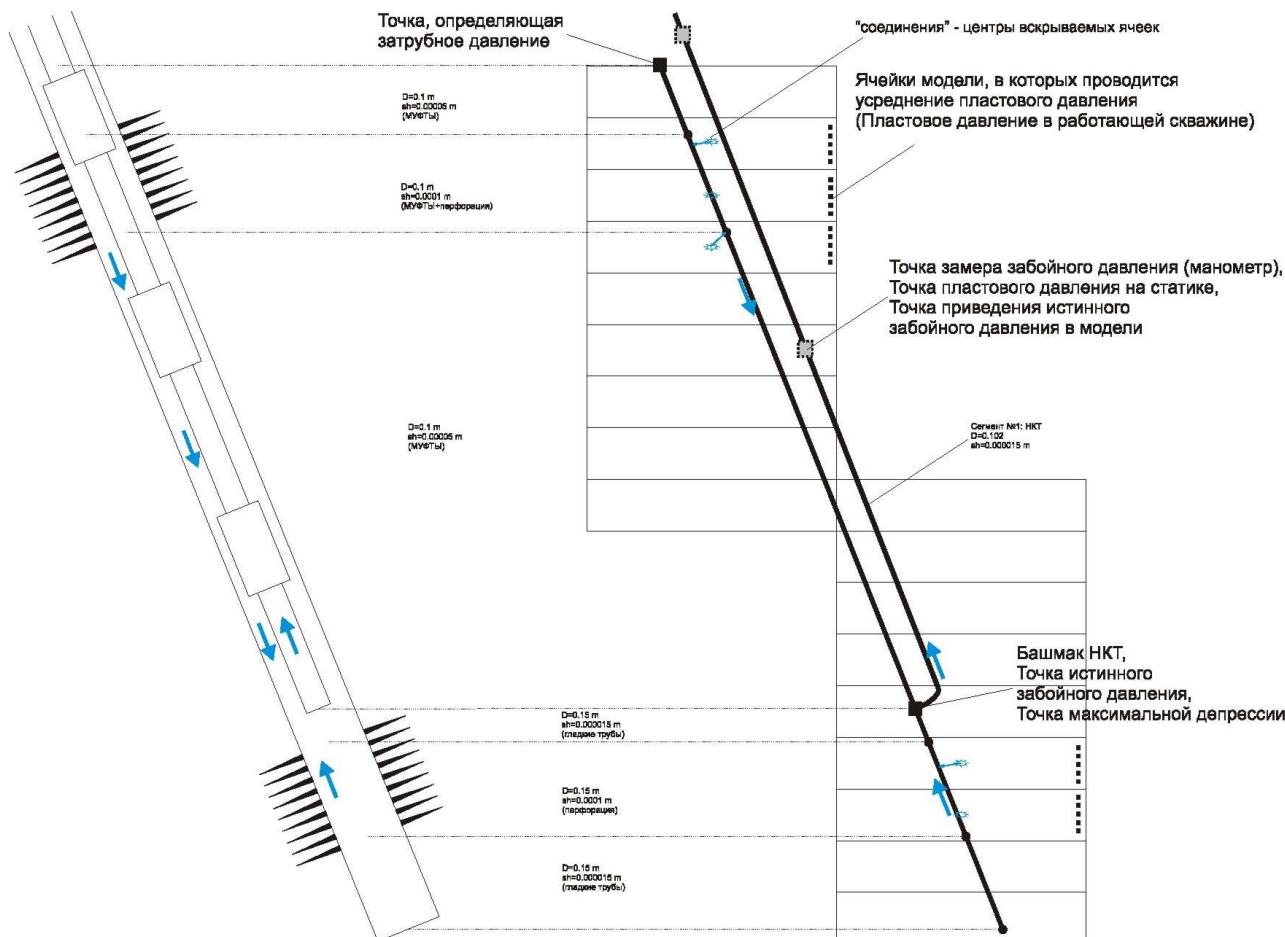


Рисунок 4 – Схема моделирования скважины

В отличие от стандартного уравнения притока, в качестве радиуса контура питания, в данном случае, принимаются нормированные по проницаемости границы блока гидродинамической сетки, вскрываемого скважиной («эквивалентный радиус»). Эквивалентные радиусы вскрываемого блока в каждом направлении x, y, z рассчитываются по формуле Писмана (приведена формула для R_{0z}):

$$r_{0z,j} = 0,28 \cdot \frac{\sqrt{D_x^2 \cdot \left(\frac{K_y}{K_x}\right)^{1/2} + D_y^2 \cdot \left(\frac{K_x}{K_y}\right)^{1/2}}}{\left(\frac{K_y}{K_x}\right)^{1/4} + \left(\frac{K_x}{K_y}\right)^{1/4}},$$

где K_x, K_y – проницаемость блока в направлениях x и y .

Таким образом, при прочих равных условиях (перепад давления, ОФП, вязкость и объемный коэффициент) приток газа для каждого отдельного соединения пропорционален проводимости T_j . Принимая также одинаковый радиус скважины вдоль ствола и равенство соединений по характеру вскрытия ($S_j = 0$) следует вывод, что распределение притока по стволу скважины зависит от двух оставшихся параметров – kh_j и $r_{0,j}$.



В свою очередь:

$$kh_j = \sqrt{kh_x^2 + kh_y^2 + kh_z^2}; kh_x = h_x \cdot \sqrt{k_y \cdot k_z}; kh_y = h_y \cdot \sqrt{k_x \cdot k_z}; kh_z = h_z \cdot NTG \cdot \sqrt{k_y \cdot k_x},$$

где h_x, h_y, h_z – проекции векторов вскрытия на координатные оси; NTG – песчанистость блока

$$\left(\text{отношение } \frac{Dz}{Dz_{эфф}} \right).$$

Объёмы притока газа из ячеек к точкам взаимодействия «скважина – ячейка модели» («соединения») пропорциональны величинам проводимости ячеек в интервале «соединений». Однако, данный факт справедлив только при одинаковом перепаде между давлениями в ячейках модели и давлениями в «соединениях». В условиях неравномерности дренирования пласта по разрезу, значения давления в сеточных блоках, вскрываемых скважиной, могут отличаться друг от друга. Поэтому при соблюдении единого давления во всех «соединениях» скважины (единое забойное давление на протяжении всего интервала вскрытия), приток газа из «соединений» с одинаковой проводимостью может различаться.

Продуктивность скважин зависит не только от фильтрационных параметров вскрываемых коллекторов. Существенным фактором, определяющим перепад давления между стенкой скважины и пластом, является возникновение потерь давления при движении газа вдоль интервала вскрытия. Гидравлические сопротивления перфорированных труб или фильтра могут быть значительно выше гладких труб. Ближе к башмаку НКТ потери на трение увеличиваются, что создает области пониженного давления, где возникают высокие депрессии на пласт, которые в свою очередь увеличивают приток в районе башмака НКТ. Опыт моделирования газовых скважин показал, что при использовании второго подхода упрощается настройка продуктивности скважин и более правильно моделируется профиль притока газа, особенно в скважинах, работающих с малыми депрессиями на пласт (например, сеноманские скважины).

Возможность практического использования более совершенного метода дают дополнительные опции программного комплекса ECLIPSE 200. Ствол скважины моделируется в виде отдельных сегментов, на каждом из которых вычисляются потери давления, в зависимости от характеристик труб и объёма протекающего через сегмент потока (см. рис. 5). В качестве забойных давлений для «соединений» принимаются давления на выходе из сегментов. Помимо процедур расчёта потерь давления на трение, данные опции позволяют проводить расчёт дополнительных гидростатических потерь и моделировать движение газа и жидкости в различных направлениях (например, процесс скапливания жидкости на забое при малых скоростях движения газа).

Моделирование системы добычи газа

Для расчёта потерь давления газа в трубах, в ECLIPSE используются таблицы потерь давления (VFP-таблицы), представляющие собой многомерные зависимости забойного давления от дебита газа, устьевого давления и водогазового фактора.

Без учёта параметров наземной газосборной сети процесс балансирования системы добычи газа упрощённо можно было бы представить в виде следующего алгоритма.

На первом шаге дебиты скважин в сумме составляют заданный отбор группы (УКПГ) и распределяются в зависимости от:

- текущего пластового давления;
- текущей продуктивности скважины;
- установленного ограничения предельной депрессии (если задано регулирование депрессии).

Все три параметра являются составляющими формулы для расчёта «потенциала скважины», исходя из которого, распределяются дебиты скважин в первом приближении. Если полученный дебит ниже предельно-допустимого (например, 30 тыс. м³/сут), то скважина останавливается или становится в очередь на ремонт. Как правило, это скважины с ограничением депрессии очень малого порядка. Дебиты вновь перераспределяются.

На втором шаге определяются устьевые давления в зависимости от:

- полученных значений дебита газа;
- забойного давления;
- текущего водогазового соотношения скважины.

Если при расчёте устьевых давлений получена ситуация, при которой скважина может работать с устьевым давлением только ниже допустимого (например, 0,5 МПа), её дебит уменьшается и скважина переходит на режим постоянного (минимального) устьевого давления. В случае если дебит скважины при постоянном давлении на устье ниже предельно-допустимого, она также останавливается или становится в очередь на ремонт. Как правило, это скважины с большим водогазовым соотношением. Дебиты распределяются по-новому.



Приведённый выше алгоритм обладает рядом недостатков, главным из которых является некорректное распределение дебитов между скважинами и кустами. Как показала практика, после расчёта потерь давления в шлейфах при полученных на модели дебитах и устьевых давлениях возникает следующая ситуация. Газ от кустов может приходиться к УКПГ (ДКС) с большим разбросом давлений, а по некоторым шлейфам – с предельно-низкими давлениями (из-за того, что некоторые скважины остаются в работе с низкими устьевыми давлениями), что требует резкого увеличения степени сжатия ДКС. Данный метод больше подходит для «нового» месторождения, где система сбора может быть спроектирована под полученное распределение дебитов и давлений.

В реальности же, основное регулирование системы осуществляется на входе в промысел: скважины полностью открыты, дебиты газа распределяются в зависимости от параметров газосборной сети, а давление на входе в УКПГ (на ЗПА) выдерживается одинаковым по всем шлейфам. Безусловно, в случае необходимости снижения отборов по отдельным участкам или кустам, давление на таких шлейфах удерживается на более высоком уровне и «дросселируется» до общего давления на входе. Возможен также вариант дросселирования газа непосредственно на устьях скважин регулирующими устройствами (диафрагмы, штуцеры) до давления в шлейфе, соответствующего давлению на остальных кустах.

В настоящей работе прогнозные расчёты показателей разработки проводились с учётом параметров наземной системы сбора (используется дополнительная опция ECLIPSE 200 Network Option – Наземные сети), где применяется принципиально другой алгоритм распределения дебитов. В этом случае решается оптимизационная задача: насколько требуется понизить давление на входе в промысел для обеспечения требуемого расхода и соблюдения единого давления на всех шлейфах в точках входа.

В данной постановке «потенциалы» скважин не играют решающей роли, поскольку дебиты распределяются исходя из условия равенства давлений на устьях скважин куста и равенства давлений на входе. В случае, если все скважины полностью открыты, задача решается довольно просто, поскольку для достижения необходимого расхода требуется только определённое давление.

В заданный момент времени на каждом итерационном шаге давление на входе постепенно снижается с предыдущей величины. Упрощённо, в рамках каждого элемента системы «куст-шлейф», происходит одновременная балансировка двух составляющих: «дебиты скважин – одинаковые устьевые давления (давление входа в шлейф)» и «давление на входе в УКПГ (или ДКС) – расход газа – давление входа в шлейф (одинаковые устьевые давления)». Давление на входе в промысел постепенно снижается до тех пор, пока не будет достигнут заданный суммарный расход газа.

Таким образом, при использовании опции «Наземные сети» темп снижения давления на входе в промысел определяется величиной заданного отбора газа. При достижении давления на входе заданной предельной величины, система добычи переключается в режим наращивания мощности ДКС. При этом используется модель ДКС, представляющая собой гидравлическую характеристику «расход – степень сжатия», полученную для заданной суммарной мощности агрегатов. Период постоянных отборов заканчивается при достижении максимальной мощности ДКС, система добычи переходит в режим компрессорной эксплуатации, темп отбора газа и давление на входе определяются несколькими ограничениями: пластовыми условиями, ограничениями работы скважин, характеристикой ДКС и др.

Текущее состояние разработки и обустройства сеноманской газовой залежи

В соответствии с принятым вариантом показатели разработки Южно-Русского месторождения следующие:

- годовой отбор газа в период постоянной добычи – 25 млрд м³;
- среднесуточный отбор газа – 75,46 млн м³/сут.;
- период постоянного отбора газа – 13 лет;
- эксплуатационный фонд – 142 скважины, НКТ 114 мм (41 куст);
- выход на максимальную добычу на 4 год разработки;
- накопленная добыча с начала разработки – 535 млрд м³ за расчётный период 45 лет.

Эксплуатационное разбуривание залежи пласта ПК₁ проводится в соответствии с ГРП № 295/04-86-Э кустами из 3–4 пологих скважин. Положение точки входа в продуктивный пласт (Т₁) на расстоянии 300 м от вертикали. Угол входа в пласт 45 градусов.

По состоянию на 01.09.2017 г. на месторождении в пробной эксплуатации 2 скважины № № 131 (куст 13) и 61 (куст 6). Скважины работают на ПАЭС с целью выработки электроэнергии для собственных нужд. Накопленная добыча (собственные нужды) с начала пробной эксплуатации скважин сеноманской залежи на 01.09.2017 г. составила 30 649 тыс. м³ газа. Накопленный отбор из пласта ПК₁ составил 72 831 тыс. м³ газа.

По состоянию на 01.09.2017 г. пробурено 55 эксплуатационных, наблюдательных и поглощающих скважин, включая 8 скважин кустов № № 11 и 13 пробуренных ранее. Из них 48 скважин закончены строительством.

По состоянию на 01.09.2017 г. завершено строительство УКПГ и газопровода подключения длиной 64 км до точки врезки в газопровод «Заполярье НГКМ – Пур-Тазовская КС». Проведено обустройство пускового комплекса скважин (27 ед.), включающего 7 кустов (№№ 7, 8, 9, 11, 13, 16 и 18). По состоянию на 28.09.2017 г. месторождение готово к запуску. На рисунке 5 показана схема расположения пускового комплекса.



Газоизмерительная станция (ГИС) предназначена для коммерческого учёта товарного газа, подаваемого в магистральный газопровод. Одновременно измеряются физико-химические свойства выходящего газа. ГИС предусматривается в пусковом комплексе. ГИС состоит из четырёх линий, в том числе одна резервная, диаметром \varnothing 500 мм. Хозрасчётный учёт выполняется ультразвуковыми расходомерами с погрешностью измерения не более $\pm 0,5\%$. Вычислитель комплекса снабжён автоматической системой сбора и передачи информации на персональный компьютер.

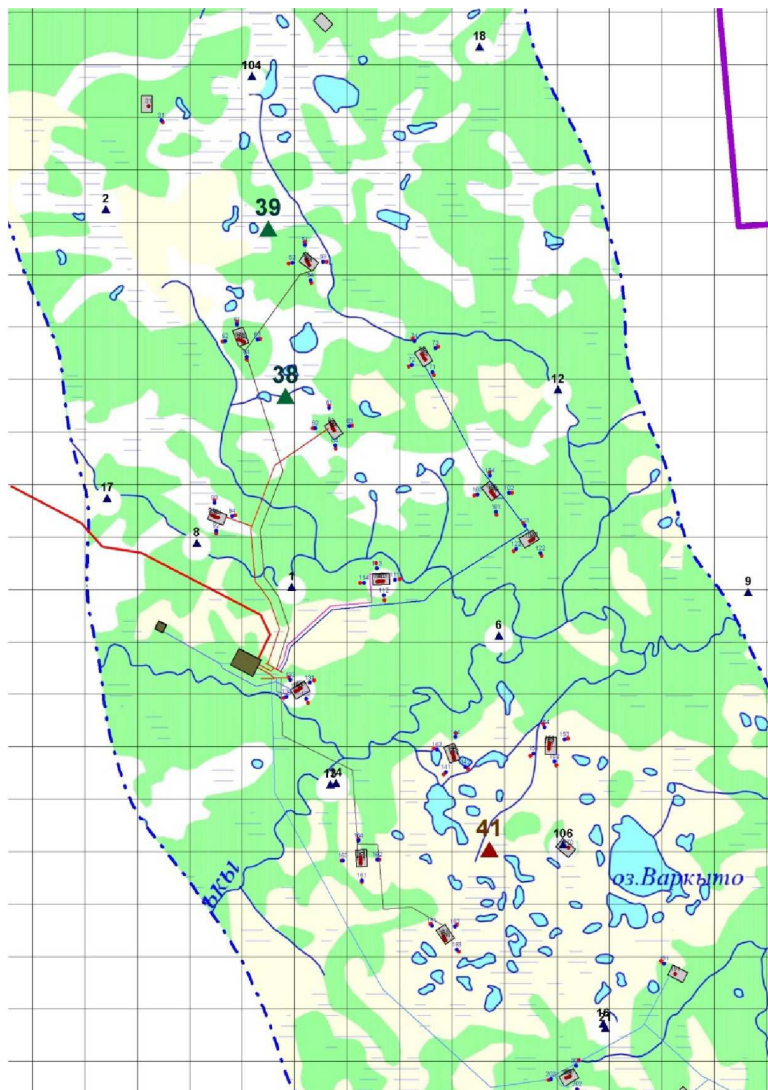


Рисунок 5 – Схема пускового комплекса

Литература:

1. Проект доразведки Южно-Русского месторождения. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2002.
2. Проект разработки (ПК₁) и сенонских (Т₁, Т₂) залежей Южно-Русского нефтегазового месторождения. – Тюмень : ООО «ТюменьНИИГипрогаз», 2004.
3. Уточнение геологической модели и подсчёт запасов свободного газа пласта ПК₁ Южно-Русского месторождения. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2006.
4. Уточнение геологической модели и подсчёт запасов свободного газа пластов Т₁ и Т₂ Южно-Русского месторождения. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2006.
5. Проект обустройства Южно-Русского НГМ. Проект. Корректировка. – Донецк : ОАО «ЮжНИИГипрогаз», 2005.
6. Разработка проекта нормативов технологических потерь природного газа при добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспорте по Южно-Русскому нефтегазовому месторождению: отчёт о НИР. – Донецк : ОАО «ЮжНИИГипрогаз», 2006.
7. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газо-нефтяных месторождений : РД 153-39.0-047-00. – М. : Минтопэнерго, 2000. – 150 с.
8. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – Часть 1: Геологические модели. – 164 с.
9. ECLIPSE Technical Description, Schlumberger, 2004.



10. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.

11. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – № 3. – С. 44–48.

12. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 1. – С. 43–47.

13. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 23–28.

14. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2016. – № 2/2016. – С. 47–58.

15. Скуба Д.А., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Оценка реальной каверново-трещинной ёмкости известняков залежей нефти верхнемеловых отложений Чеченской Республики // Научно-технический журнал «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 12. – С. 11–17.

16. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемэн Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 33–50.

17. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.

References:

1. Project of additional exploration of the Southern Russian field. – Tyumen : JSC SibNATs, 2002.
2. Project of development (PK₁) and senonsky (T₁, T₂) deposits of the Southern Russian oil and gas field. – Tyumen : LLC TyumenNIIgiprogaz, 2004.
3. Specification of geological model and calculation of reserves of free gas of PK₁ layer of the Southern Russian field. – Tyumen : JSC SibNATs, 2006.
4. Specification of geological model and calculation of reserves of free gas of T₁ and T₂ layers of the Southern Russian field. – Tyumen : JSC SibNATs, 2006.
5. Project of arrangement of the Southern Russian NGM. Project. Adjustment. – Donetsk : JSC Yuzhniigiprogaz, 2005.
6. Development of the draft of standards of technological losses of natural gas at production, collecting, preparation and infield transport on Southern Russian oil and gas field : report on research. – Donetsk : JSC Yuzhniigiprogaz, 2006.
7. Regulations on creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields : RD 153-39.0-047-00. – М. : Ministry of Fuel and Energy, 2000. – 150 p.
8. Methodical instructions on creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields. – М. : JSC VNIIOENG, 2003. – Part 1: Geological models. – 164 p.
9. ECLIPSE Technical Description, Schlumberger, 2004.
10. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
11. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Development of mathematical model of change of pressure in the course of the research of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Inzhener-nefyanik». – М. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2015. – No. 3. – P. 44–48.
12. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Development of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells and assessment of applicability of the obtained data // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftyanykh i Gazovykh Skvazhin na Sushe i Na More». – М. : VNIIOENG, 2016. – No. 1. – P. 43–47.
13. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. The analysis of the existing methods of determination of parameters of layer according to hydrodynamic researches of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Neftepromyslovoye Delo». – М. : VNIIOENG, 2016. – No. 4. – P. 23–28.
14. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. The analysis of application of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells, her features and new opportunities // the Scientific and technical magazine «Наука i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti». – М. : JSC Gazprom Promgaz publishing house, 2016. – No. 2/2016. – P. 47–58.
15. Skuba D.A., Savenok O.V., Solovyova V.N. Otsenka of the actual kavernovo-fracture capacity of limestones of deposits of oil of verkhnemelovy deposits of the Chechen Republic // Scientific and technical magazine «Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeny». – М. : VNIIOENG, 2016. – No. 12. – P. 11–17.
16. Berезovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhofezfs Edzhemen Rachael. Technologies and principles of development of multibedded fields // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 1. – P. 33–50.
17. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Otsenka of reliability of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Наука i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti». – М. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2017. – No. 1 (69). – P. 62–71.