

УДК 622.276

**ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
И АНАЛИЗ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ
СУРКОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL AND FIELD CHARACTERISTICS
AND ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT SYSTEM
OF THE SURKOVSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELD**

Петрушин Евгений Олегович

Заместитель начальника промысла,
ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Стравевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Аннотация. В статье приведена геолого-промысловая характеристика и выполнен анализ системы разработки Сурковского газоконденсатного месторождения, открытого в 1977 году и по величине запасов углеводородного сырья относящегося к средним. Рассмотрено географическое расположение Сурковского месторождения и история освоения месторождения, а также геологическое строение и газоносность месторождения. Представлен анализ технологических показателей разработки, анализ истории разработки Сурковского ГКМ и анализ показателей работы фонда скважин. Описан анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов.

Ключевые слова: геолого-промысловая характеристика месторождения; история освоения месторождения; геологическое строение и газоносность месторождения; анализ технологических показателей разработки; анализ истории разработки месторождения; анализ показателей работы фонда скважин; анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Deputy head of oil and gas trade,
JSC «Pechoranefit»

Arutyunyan Ashot Straevich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of applied mathematicians department,
Kuban state technological university

Annotation. The article provides a geological and field characteristics and an analysis of the development system of the Surkovskoye gas condensate field, discovered in 1977 and in terms of the amount of hydrocarbon reserves related to the average. The geographical location of the Surkovskoye field and the history of the field development, as well as the geological structure and gas content of the field are considered. The analysis of technological indicators of development, analysis of the history of development of the Surkovskoye gas condensate field and analysis of performance indicators of the well stock are presented. The analysis of the results of gas-hydrodynamic studies of wells and reservoirs is described.

Keywords: geological and commercial characteristics of the deposit; field development history; geological structure and gas content of the field; analysis of technological indicators of development; analysis of the history of field development; analysis of well stock performance indicators; analysis of the results of gas hydrodynamic studies of wells and reservoirs.

Географическое расположение Сурковского месторождения

Сурковское газоконденсатное месторождение расположено в 400 км к северо-западу от г. Якутска, на правом берегу р. Вилюй, в нижнем течении его правых притоков – рек Баппагай и Таигнары. В административном отношении месторождение расположено на территории Кобяйского района.

В климатическом отношении район входит в зону субполярного резко континентального климата. Температура воздуха зимой достигает минус 55–60 °С, летом 35–40 °С. Летний период охватывает июнь, июль, август. Май и сентябрь являются переходными между тёплыми и холодными периодами года. Среднегодовое количество осадков невелико: 200–210 мм. Очень низкие среднегодовые температуры и небольшой снеговой покров способствуют сохранению повсеместно развитой многолетней мерзлоты.

История освоения месторождения

Месторождение открыто в 1977 году. В 1981 году был разработан первый проектный документ по эксплуатации Сурковского газоконденсатного месторождения – «Проект опытно-промышленной эксплуатации», согласно которому введены в разработку залежи юрских и пермских отложений. Впоследствии проектирование разработки месторождения неоднократно корректировалось в связи с несоответствием фактических показателей проектным и вводом в эксплуатацию новых объектов разработки.

С вводом в разработку Средневилюйского газоконденсатного месторождения Сурковское месторождение исполняет роль месторождения-регулятора и в отдельности имеет второстепенное значение для баланса добычи углеводородов в регионе. Ранее добыча газа на месторождении велась 35 эксплуатационными скважинами. В апреле 2014 года общий эксплуатационный фонд скважин составлял 18 единиц, но на сегодняшний день добыча газа производится только 3 скважинами. Для подключения остальных скважин проводятся плановые работы по их капитальному ремонту.

Отчёт «Уточнённый проект доработки Сурковского газоконденсатного месторождения Республики Саха (Якутия)» является действующим утверждённым на ЦКР Министерства энергетики РФ проектным документом и предусматривает работу месторождения в качестве дополнительного источника газоснабжения центрального региона Республики Саха (Якутия) в пиковые периоды потребления газа. В летние месяцы отбор газа прекращается, а в зимние наращивается.

Геологическое строение

В целях решения практических задач по оптимизации доработки Сурковского ГКМ и выполнения рекомендаций ГКЗ «Роснедра» выполнено трёхмерное цифровое геологическое моделирование пермских, триасовых и юрских отложений.

Постоянно действующая геологическая модель продуктивных пластов строилась по геологическим и геофизическим материалам, приведённым в «Пересчёте запасов газа и конденсата по Сурковскому газоконденсатному месторождению» (2019 год) и утверждённым ГКЗ РФ.

Структура кровли залежей перми, триаса и юры (рис. 1–3) представляет собой гребневидное поднятие субширотного простирания размерами по замкнутой изогипсе минус 3300 м (кровля пласта T_1-IV) 41×14 км амплитудой 272 м. Углы падения пластов от 1,0 до 1,5°. Южное крыло структуры более пологое (2,0–2,5°), северное более крутое (4,0–5,0°).

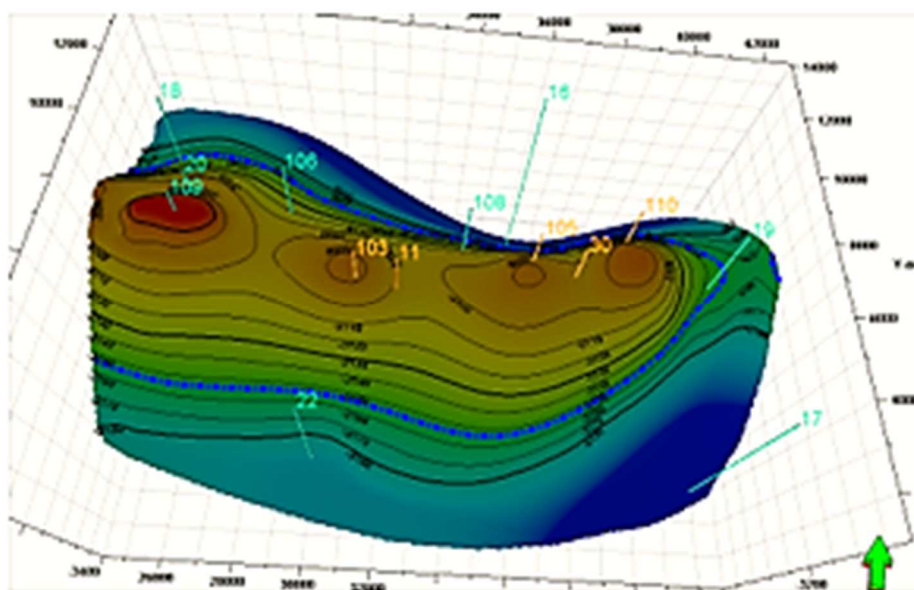


Рисунок 1 – Структурная поверхность кровли коллектора залежи пласта P_2-I пермских отложений

платуируется скважинами №№ 65 и 110. Залежь газа приурочена к восточному куполу опущенного блока и классифицируется как пластовая, сводовая, литологически экранированная. Газоводяной контакт установлен на абсолютной отметке минус 3088 м. Эксплуатационные скважины №№ 65 и 110 располагаются в своде структуры, вскрывая кровлю продуктивного пласта на абсолютных отметках минус 3005 м и минус 3024 м соответственно.

В пермских отложениях промышленная газоносность установлена в пластах P_2-I и P_2-II . Пласт P_2-I включает два газоносных слоя – P_2-Ia и $P_2-Iб$. В настоящее время эксплуатируется пласт P_2-I скважиной № 105. Залежи газа приурочены к восточному куполу опущенного блока и классифицируются как пластовые, сводовые с элементами литологического экранирования. Газоводяной контакт установлен на абсолютной отметке минус 3154 м. Скважина № 105 располагается в сводовой части структуры, вскрывая кровлю продуктивного пласта на абсолютной отметке минус 3094 м.

Проектом доразработки предусмотрено увеличение добычи газа из пермских отложений возвратом в эксплуатацию простаивающей по техническим причинам скважины № 11.

Отбор газа из скважины № 11 в период разработки проводился из интервала залегания слоя P_2-Ia . Слой $P_2-Iб$ был опробован 25.08.1982 г. в интервале от 3236 до 3244 м (от минус 3114,7 до минус 3122,7 м). В результате испытания получен приток газа с дебитом 166,6 тыс. м³/сут. По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,146; коэффициент газонасыщенности – 0,633. Эффективная газонасыщенная толщина – 3,2 м. Газоводяной контакт установлен на абсолютной отметке минус 3154 м.

Сведения о запасах

Согласно проектному документу «Пересчёт запасов газа и конденсата по Сурковскому газоконденсатному месторождению» (2019 год) в таблице 1 приведено сопоставление подсчитанных параметров, запасов газа и стабильного конденсата (категория C_1).

Анализ технологических показателей разработки

Рассмотрено четыре варианта разработки месторождения. Первый и второй варианты разработки рассчитаны из условия обеспечения минимального годового отбора газа – 100 млн м³, обусловленного лицензией на разработку Сурковского месторождения. Третий и четвёртый варианты рассчитаны на максимальную годовую добычу газа при «сезонной» эксплуатации скважин. Расчётный вариант 2 дополнен вариантом 2-а, предусматривающим разработку месторождения по тому же сценарию, но с коэффициентом «сезонной» эксплуатации скважин 0,6.

Таблица 1 – Сопоставление подсчитанных параметров, запасов газа и стабильного конденсата (категория C_1)

Пласт	Площадь газоносности, км ²	Балансовые запасы пластового газа, млн м ³	Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	Балансовые запасы «сухого» газа, млн м ³	Балансовые запасы конденсата (геологические / извлекаемые), тыс. тонн
1	2	3	4	5	6
T_1-IV					
Принятый в действующем проектном документе	32,864	5252,0	29,0	5223,0	152/129
Уточнённые	32,864	5252,0	29,0	5223,0	152/129
Изменение в абсолютных величинах, %	0	0	0	0	0

Окончание таблицы 1

P ₂ -Ia					
Принятый в действующем проектом документе	34,0	1157,0	70,0	1140,0	81/57
Уточнённые	34,0	1157,0	70,0	1140,0	81/57
Изменение в абсолютных величинах, %	0	0	0	0	0
P ₂ -Iб					
Принятый в действующем проектом документе	37,44	1783,0	70,0	1757,0	125/87
Уточнённые	37,44	1783,0	70,0	1757,0	125/87
Изменение в абсолютных величинах, %	0	0	0	0	0

Исходные данные для расчёта экономической эффективности вариантов разработки основаны на фактических сведениях ОАО «Якутгазпром», которое осуществляет эксплуатацию месторождения, действующих преискурантах и нормативных документах по состоянию на 01.01.2020 г.

Разработка месторождения осуществляется по варианту, объединяющему технологические показатели расчётных вариантов 2 и 2-а.

Краткая характеристика варианта разработки.

Разработка месторождения ведётся с заданным диапазоном изменения годового отбора. Нижний предел диапазона составляет добыча 100 млн м³ газа при «сезонной» эксплуатации скважин, коэффициент эксплуатации скважин 0,5. Верхний предел диапазона определяется увеличением коэффициента эксплуатации скважин до 0,6, что связано с возможностью возникновения критических ситуаций на основном газоснабжающем центральный регион Республики Саха (Якутия) Средневилюйском месторождении.

Дополнительно к действующей скважине № 105 для разработки пермских залежей восточного купола опущенного блока проектом предусмотрено восстановление и ввод в эксплуатацию скважины № 11. Это позволяет отработать пермские залежи с лучшими технологическими показателями и большим коэффициентом газоотдачи за проектный период.

Ввод в эксплуатацию скважины № 11 проектировалось осуществить в 2023 году. Поскольку продуктивная характеристика этой скважины значительно хуже, чем скважины № 105, то в ней предусмотрено (для улучшения условий выноса жидкости с забоя) произвести замену НКТ на трубы меньшего диаметра (рекомендуемый внутренний диаметр НКТ – 50,3 мм). Кроме того, для создания лучших условий работы скважин запроектировано с 2023 года изменение ограничения снижения давления на устье до 5,59 МПа (57 кгс/см²), что влечёт необходимость перехода к одноступенчатой сепарации газа (вместо применяемой в настоящее время двухступенчатой).

Количество газа, отбираемого из триасовой залежи T₁-IV, регулируется условием общего суммарного отбора из двух залежей не ниже 100 млн м³ за год. Отбор газа также производится при максимально допустимой депрессии с максимальным дебитом; для получения заданного годового отбора запроектировано снижение коэффициента эксплуатации скважин. Условие эксплуатации скважин с максимальным дебитом необходимо для обеспечения выноса с забоя скважины жидкости (водо-конденсатометанольной смеси).

По расчёту с 2024 года фактические дебиты скважин станут ниже минимально необходимого дебита для выноса жидкости с забоя. С этого года необходимо начать эксплуатацию скважин по НКТ меньшего диаметра (рекомендуемый внутренний диаметр НКТ – 50,3 мм) либо использовать ПАВ. В случае замены НКТ на трубы меньшего диаметра использование ПАВ потребуется с 2035 года.

В 2024 году пермские (P₂-I, II) и триасовая (T₁-IV) залежи не смогут обеспечить требуемый уровень годового отбора. С 2024 года проектируется ввод в разработку залежи T₁-X (восточный купол). Ввод залежи в разработку проектируется осуще-

ствить скважиной № 30, ранее эксплуатировавшей залежь T_1 -Ха. Залежь необходимо эксплуатировать при максимально допустимой депрессии с максимальным дебитом, получая заданную величину годового отбора снижением коэффициента эксплуатации скважины. В целях обеспечения превышения фактического дебита над минимально необходимым для выноса жидкости с забоя скважину рекомендуется эксплуатировать по НКТ, имеющим внутренний диаметр 50,3 мм.

С 2033 года для получения заданного уровня годового отбора требуется ввод в разработку юрских залежей J_1 -I, II восточного купола опущенного блока. Для обеспечения выноса жидкости с забоя скважин необходимо, во-первых, произвести замену НКТ на трубы меньшего диаметра (рекомендуемый внутренний диаметр НКТ – 50,3 мм), а, во-вторых, использовать ПАВ.

Ввод в эксплуатацию пермской P_2 -Ia залежи приподнятого блока проектируется в 2037 году.

Анализ истории разработки Сурковского ГКМ

Сурковское газоконденсатное месторождение разрабатывается с 1983 года. Начальные запасы «сухого» газа, утверждённые ГКЗ МПР России (2019 г.), в целом по месторождению составляют: 32,243 млрд. м³ категории C_1 и 6,541 млрд. м³ категории C_2 . В 2019 году было добыто 0,118 млрд. м³ газа и 2,6 тыс. тонн стабильного конденсата. Общий отбор газа по месторождению на 01.01.2020 г. составил 14,167 млрд. м³ или 43,9 % от утверждённых начальных запасов. В период авторского сопровождения (2016–2019 гг.) в эксплуатации находились газоконденсатные залежи пермских отложений (пласт P_2 -I) и газоконденсатные залежи триасовых отложений (пласт T_1 -IV). Остальные объекты эксплуатации (газоконденсатные залежи пермских отложений на приподнятом блоке, газоконденсатные залежи триасовых отложений – пласты T_1 -X, T_1 -Ха и газоконденсатные залежи юрских отложений – пласты J_1 -I, II) не разрабатывались.

Газоконденсатные залежи пермских отложений (пласты P_2 -I, II)

Залежи приурочены к продуктивным пластам P_2 -Ia, P_2 -Iб и P_2 -II; разрывным нарушением разделены на два блока – приподнятый и опущенный.

Промышленно газоносными утверждены запасы газа на приподнятом блоке и на восточном куполе опущенного блока.

На приподнятом блоке разработка залежи велась в 1994–1995 гг. скважиной № 107 (отобрано 6,4 млн м³ газа или 0,5 % от начальных запасов, составлявших 1225 млн м³).

В разработке пермских залежей опущенного блока принимали участие 4 скважины:

- скважины №№ 11 и 103 разрабатывали I свод восточного купола опущенного блока;
- скважины №№ 105 и 110 разрабатывали II свод восточного купола опущенного блока.

Начальные запасы «сухого» газа категории C_1 на восточном куполе опущенного блока составляли 4634 млн м³; на 01.01.2020 г. отобрано 2320 млн м³ или 50 % от начальных запасов, начальное пластовое давление 42,77 МПа снизилось к концу 2019 года до 21,40 МПа или на 50 %.

В период авторского сопровождения (2016–2019 гг.) добыча газа велась одной скважиной № 105. За период эксплуатации (1994–2019 гг.) скважина отобрала 1649 млрд м³ газа, что составляет 36 % от общих запасов; дебит скважины снижался от 426 тыс. м³/сут. в 1995 году до 184 тыс. м³/сут. в 2019 году; текущее рабочее устьевое давление – 8,0 МПа, текущая депрессия на пласт – 9,5 МПа.

Газоконденсатные залежи триасовых отложений (пласты T_1 -IV, T_1 -X, T_1 -Ха)

В период авторского сопровождения (2016–2019 гг.) в разработке находился III эксплуатационный объект:

- залежь пласта T_1 -IV на опущенном блоке – начальные запасы «сухого» газа категории C_1 составляли 5223 млн м³, на 01.01.2020 г. отобрано 2629 млн м³ или 50 % от НБЗ, начальное пластовое давление 34,43 МПа снизилось к концу 2019 года до 12,09 МПа или на 65 %.

В разработке триасовой залежи Т₁–IV принимали участие 3 скважины. В период авторского сопровождения (2016-2019 гг.) добыча газа велась двумя скважинами – №№ 65 и 110.

Скважина № 65 введена в эксплуатацию первой в 1991 году. Пластовое давление за период эксплуатации снизилось с 34,43 до 12,80 МПа, т.е. на 63 %. Дебит скважины снижался от 426 тыс. м³/сут. в 1993 году до 157 тыс. м³/сут. в 2019 году. Текущая депрессия на пласт – 1,53 МПа, текущее рабочее устьевое давление составило 7,80 МПа. Скважина отобрала 1894 млн м³ газа, что составляет 36 % от начальных запасов пласта Т₁–IVб’.

Скважина № 110 переведена с горизонта Р₂–I, II в 2003 году. Пластовое давление в районе скважины № 110 при её вступлении в разработку составляло 22,52 МПа. За период эксплуатации пластовое давление снизилось до 14,2 МПа, т.е. на 37 %, или на 59 % от начального давления в залежи. Дебит скважины снижался от 322 тыс. м³/сут. в 2003 году до 162 тыс. м³/сут. в 2019 году. Текущая депрессия на пласт – 1,47 МПа, текущее рабочее устьевое давление – 7,82 МПа. Скважина отобрала 684 млн м³ газа, что составляет 13 % от начальных запасов пласта Т₁–IVб’;

- залежь пласта Т1-Х на приподнятом блоке – начальные запасы газа категории С1 составляли 5007 млн м³, отобрано 979 млн м³ или 20 %, начальное пластовое давление 28,84 МПа снизилось за период разработки до 21,50 МПа или на 25 %, разработка залежи не ведётся с 2006 года;

- залежь пласта Т1-Ха на восточном куполе опущенного блока – начальные запасы газа категории С1 составляли 1803 млн м³, отобрано 1322 млн м³ или 73 %, начальное пластовое давление 28,45 МПа снизилось за период разработки до 9,30 МПа или на 66 %, разработка залежи не ведётся с 2007 года;

- залежи пласта Т1-Х на западном куполе опущенного блока (начальные запасы газа 379 млн м³) и на восточном куполе опущенного блока (начальные запасы газа 808 млн м³) в разработке не были.

Газоконденсатные залежи юрских отложений (пласты J₁–I, II)

В разработке находилось два эксплуатационных объекта:

- залежи пластов J₁–I, II на западном куполе опущенного блока – начальные запасы газа категории С₁ составляли 4018 млн м³, отобрано 2134 млн м³ или 47 %, начальное пластовое давление 17,60 МПа снизилось за период разработки до 11,8 МПа или на 33 %, разработка залежи не ведётся с 2006 года;

- залежи пластов J₁–I, II на восточном куполе опущенного блока – начальные запасы газа категории С₁ составляли 9146 млн м³, отобрано 4777 млн м³ или 52 %, начальное пластовое давление 17,60 МПа снизилось за период разработки до 13,9 МПа или на 21 %, разработка залежи не ведётся с 2007 года.

Анализ показателей работы фонда скважин

Всего на месторождении пробурено 75 разведочных и эксплуатационных скважин, добыча газа велась 34 эксплуатационными скважинами.

На 01.01.2020 г. общий эксплуатационный фонд скважин составляет 18 единиц. Он состоит из трёх действующих скважин (№№ 65, 105 и 110), двух бездействующих скважин (№№ 11 и 30), четырёх – наблюдательных (№№ 66, 68, 104 и 106), три скважины в консервации (№№ 55, 62 и 77) и шесть – ожидающие ликвидации (консервации) (№№ 24, 71, 98, 103, 109 и 111).

Принятая в проектом документе схема эксплуатации Сурковского месторождения позволяет в период 2020-2050 гг. производить годовые отборы газа от 100 до 152 млн м³ при количестве эксплуатируемых скважин от трёх до восьми единиц. При этом запроектировано:

- увеличить фонд добывающих газ из пермских отложений скважин до двух единиц за счёт возврата в эксплуатацию бездействующей скважины № 11 в 2023 году;

- ввести в эксплуатацию в 2034 году залежь триасовых отложений на восточном куполе опущенного блока – пласт Т₁–Х (залежь вводится в эксплуатацию переводом с нижележащего объекта бездействующей скважины № 30);

- вернуть в эксплуатацию в 2043 году залежи юрских отложений на восточном куполе опущенного блока – пласты J₁–I, II (залежи вводятся в разработку возвратом в эксплуатацию двух скважин из трёх бездействующих (№№ 55, 66 или 77));
- вернуть в эксплуатацию в 2047 году залежь пермских отложений на приподнятом блоке – пласт P₂–Ia (залежь вводится в разработку возвратом в эксплуатацию ожидающей ликвидации скважины № 98).

Очерёдность ввода объектов в эксплуатацию определялась их удалённостью от имеющейся УКПГ (связанными в связи с этим затратами на восстановление шлейфов, метаноопроводов и подъездных путей) и принципом обработки объектов «снизу вверх».

Анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов

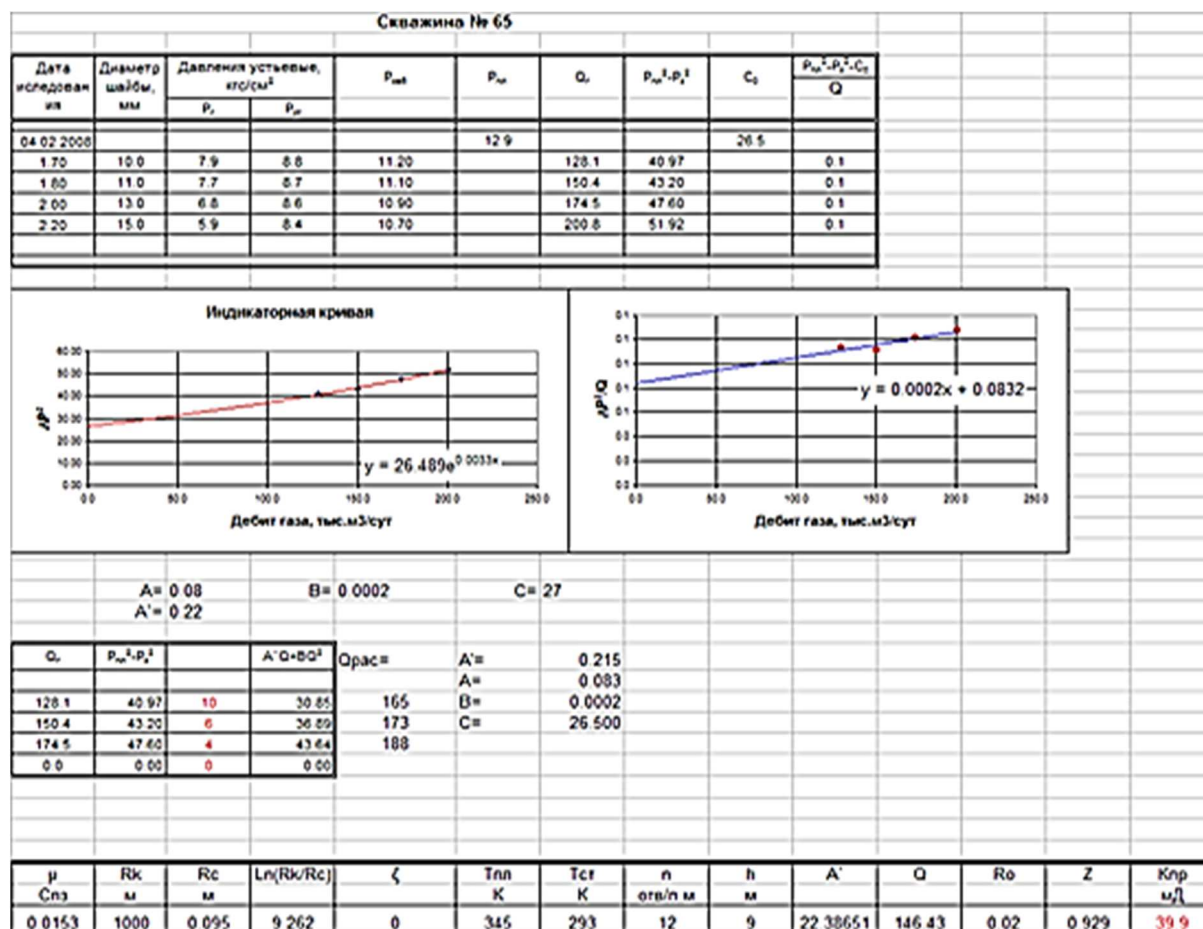
Исследования проводились по всему фонду действующих скважин в 2015, 2016 и 2018 гг.

Газогидродинамические исследования проводились в условиях стационарного режима фильтрации газа, а также снимались кривые нарастания и стабилизации (восстановления) давления.

ГГДИ позволили уточнить текущую продуктивную характеристику скважин:

- зависимость дебита газа от разности квадратов пластового и забойного давлений;
 - условия притока и уравнение притока газа к забою скважины.
- Результаты обработки ГГДИ за 2018 год приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты обработки ГГДИ в 2018 году по скважине № 65 (04.02.2018 г.)



Обработка результатов исследований позволила получить уравнение притока газа к забою скважины, содержащее третий свободный член размерности разности

квадратов пластового и забойного давлений (МПа²). Наличие данного члена связано, по всей видимости, с накоплением и последующим выносом жидкости (конденсата и воды) с забоя скважины.

Построенный по результатам исследований скважин в 2018 году график осреднённых индикаторных кривых представлен на рисунке 4.

Для скважины № 105 (пласт P₂-I) уравнение притока газа к скважине в 2018 году имело вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = 1,111 \cdot Q + 0,0025 \cdot Q^2. \quad (1)$$

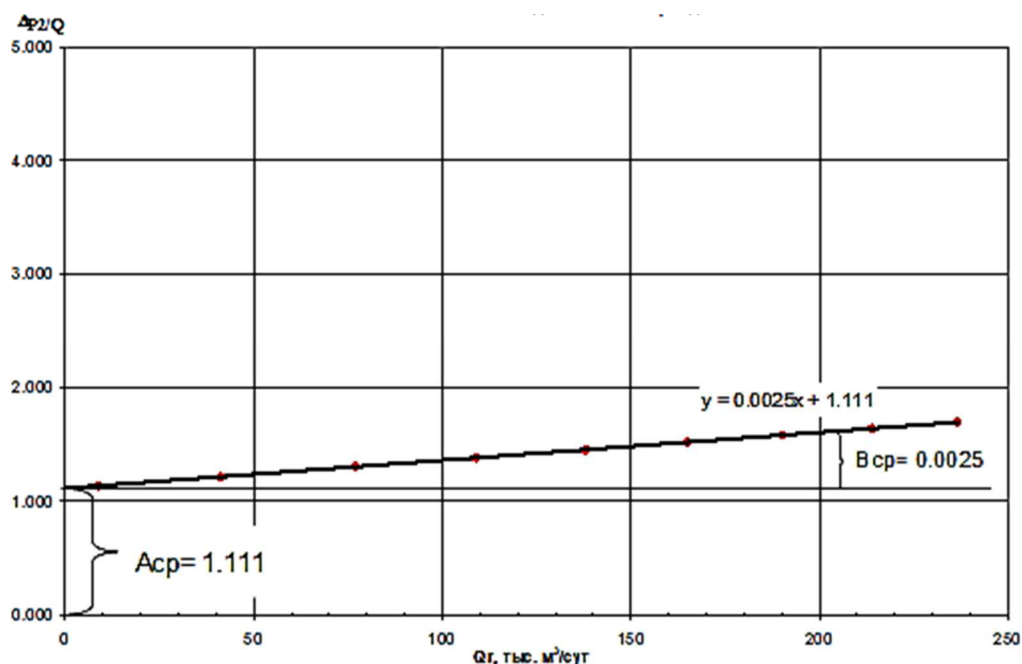


Рисунок 4 – График осреднённой индикаторной кривой для скважины № 105 в 2018 году

Для скважины № 65 (пласт T₁-IV) уравнение притока газа к скважине в 2018 году имело вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = 0,150 \cdot Q + 0,0005 \cdot Q^2. \quad (2)$$

Для скважины № 110 (пласт T₁-IV) уравнение притока газа к скважине в 2018 году имело вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = 0,260 \cdot Q + 0,0006 \cdot Q^2, \quad (3)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; Q – дебит газа, тыс. м³/сут.

Литература

1. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Гриценко А.И. [и др.]. Руководство по исследованию скважин. – М. : Наука, 1995. – 523 с.
3. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М. : Недра, 1981. – 248 с.
4. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск: Лик, 2017. – 326 с.

7. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Перемышцев Ю.А. Уточненный проект разработки Средневилуйского ГКМ : отчёт о научно-исследовательской работе. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 250 с.
9. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М. : Наука, 1998. – 304 с.
12. Шальская С.В., Петрушин Е.О., Савенок О.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Интерпретация результатов гидродинамических исследований» для студентов-бакалавров направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 44 с.
13. Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А., Чернова В.В. Влияние неоднородности пласта на результаты газогидродинамических исследований // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 57–60.
14. Мамедова М.А. Исследование параметров призабойной зоны трещинных пластов при неустановившемся режиме // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 252–254.
15. Петрушин Е.О., Савенок О.В. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 3. – С. 35–42.
16. Петрушин Е.О., Андрияди А.А., Савенок О.В. Исследование гидродинамики горизонтальных скважин // Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 275–278.
17. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2015. – № 10. – С. 397–405.
18. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 3. – С. 44–48.
19. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Определение дебита пластовой жидкости с учётом отклонения оси скважины от нормали к плоскости напластования пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 11. – С. 9–13.
20. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных на примере Памятно-Сасовского нефтяного месторождения (Волгоградской области) // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 4. – С. 34–44.
21. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 1. – С. 43–47.
22. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 23–28.
23. 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 // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 2/2016. – С. 47–58.
24. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.
25. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 215–226.
26. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 173–180.
27. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Исследование результатов эксплуатации горизонтальных скважин, эффективности бурения боковых стволов и работ по их углублению на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 2. – С. 139–145.

28. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Уточнение газогидродинамической модели сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 2. – С. 162–173.
29. Пахляян И.А. [и др.]. База данных «Электронно-методический комплекс «Интерпретация результатов гидродинамических исследований». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015621693. Заявка № 2015621108. Дата поступления 27 августа 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 ноября 2015 г.
30. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. База данных «Современные методы гидродинамических исследований горизонтальных скважин». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2016620162. Заявка № 2015621527. Дата поступления 07 декабря 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 03 февраля 2016 г.

References

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells: a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
2. Gritsenko A.I. [et al.]. Manual for Well Research. – M. : Science, 1995. – 523 p.
3. Zotov G.A., Aliev Z.S. Instruction for complex investigation of gas and gas condensate formations and wells. – M. : Nedra, 1981. – 248 p.
4. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of Geophysical Investigations in Construction and Operation of Wells at Oil and Gas Fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 c.
6. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
8. Peremyshchev Yu.A. Updated development project of Srednevilyuiskiy GKM : report on research work. – M. : «Nedra-Business Center» LLC, 2003. – 250 p.
9. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a training manual. – Krasnodar : FGBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
11. Shagiev R.G. Well Surveying by KVD. – M. : Nauka, 1998. – 304 p.
12. Shalskaya S.V., Petrushin E.O., Savenok O.V. Interpretation of Hydrodynamic Research Results: Methodical Guidelines for Practical Lessons in the discipline «Interpretation of Hydrodynamic Research Results» for Bachelor Students of the Training Area 21.03.01 «Oil and Gas Business». – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 44 p.
13. Verzhbitsky V.V., Gunkina T.A., Chernova V.V. The Influence of Homogeneity of Plate on the Result Tatas of Gas Hydrodynamic Research // Bulatovskie Reading. – 2017. – Vol. 2. – P. 57–60.
14. Mamedova M.A. Investigation of parameters of the bottomhole zone of cracked strata in a non-established mode // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 at 2 part – Part 1. – P. 252–254.
15. Petrushin E.O., Savenok O.V. Experimental investigations of the hydrodynamics of the horizontal wells // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 3. – P. 35–42.
16. Petrushin E.O., Andriadi A.A., Savenok O.V. Study of hydrodynamics of horizontal wells // Proceedings of the VII All-Russian Conference «Problems of Hydrocarbon and Ore Minerals Local Bornings Development» (October 28–31, 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 275–278.
17. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of Modern Technologies for Interpretation of Hydrodynamic Research Results of Horizontal Wells // Gornyi Informational-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2015. – № 10. – P. 397–405.
18. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Development of a Mathematical Model of Pressure Change in the Process of Investigation of Horizontal Wells // Petroleum Engineer. – 2015. – № 3. – P. 44–48.
19. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Determination of formation fluid flow rate taking into account the deviation of the well axis from normal to the rock formation plane // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 11. – P. 9–13.
20. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Interpretation of results of testing of horizontal wells and analysis of the received data on an example of Pamyatno-Sasovskoye oil field (Volgograd region) // Petroleum engineer. – 2015. – № 4. – P. 34–44.

21. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Development of methods for determination of reservoir parameters based on the data of the horizontal well investigation and assessment of applicability of the semi-finished data // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 1. – P. 43–47.
22. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of the existing methods of reservoir parameters determination on the basis of the data of hydrodynamic investigations of the horizontal wells // Neftepromyshlennoe delocal. – 2016. – № 4. – P. 23–28.
23. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of application of the reservoir parameter determination methods according to the data of the horizontal well investigation, its features and new possibilities // Science and technology in gas industry. – 2016. – № 2/2016. – P. 47–58.
24. Petrushin E.O., Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Estimation of reliability of a technique for determination of the formation parameters according to the data of a horizontal well investigation // Science and technology in gas industry. – 2017. – № 1 (69). – P. 62–71.
25. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well by results of the hydrodynamic research at the steady filtration // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 215–226.
26. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Carrying out of complex of geophysical works in wells of Yam-burg gas condensate field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – P. 173–180.
27. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Investigation of operation results of the horizontal wells, efficiency of the sidetrack drilling and their deepening at Vyangapurovskoye field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 parts. – Part 2. – P. 139–145.
28. Sopnev T.V., Beketov S.B. Clarification of the gas-hydrodynamic model of the Cenomanian gas deposit in the Yuzhno-Russkoye field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 parts. – Part 2. – P. 162–173.
29. Pakhlyan I.A. [et al.]. Database «Electron-methodical complex «Interpretation of the results of hydrodynamic research». Certificate of State Registration of the Database № 2015621693. Application № 2015621108. Date of entry 27 August 2015. Date of state registration in the Register of Databases November 25, 2015.
30. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Database «Modern methods of hydrodynamic research of horizontal wells». State Registration Certificate of the Database № 2016620162. Application № 2015621527. Date of entry 07 December 2015. The date of state registration in the Register of Databases is February 03, 2016.