

Исследование методов моделирования работы газоконденсатной скважины с МГРП в условиях ачимовских залежей

В.П. Тюрин

заведующий отделом разработки ачимовских залежей¹

tyurinvp@tngg.ru

С.В. Скворцов

заведующий сектором моделирования и технологических расчетов, отдел разработки ачимовских залежей¹

skvortsov@tngg.ru

А.С. Самойлов

к.т.н., научный сотрудник отдела разработки ачимовских залежей¹

А.Н. Нестеренко

к.т.н., заместитель генерального директора¹

Nesterenko@tngg.ru

¹ООО «ТюменьНИИгазпрогаз», Тюмень, Россия

В настоящей работе представлены метод и результаты обоснования технологии разработки сложнопостроенных газоконденсатных ачимовских залежей Северо-Пуровского месторождения, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами, невыдержанными по площади и разрезу, также anomalно высоким пластовым давлением. Прогнозные значения коэффициентов извлечения газа и конденсата, достигаемые стандартными решениями, такими как наклонно-направленные скважины с гидроразрывом

Общеизвестно, что разработка ачимовских залежей месторождений ЯНАО осложнена такими причинами как: низкая проницаемость, невыдержанность свойств по площади и разрезу, глубина залегания, anomalно-высокое пластовое давление. Однако запасы залежей данного типа уникальны, их технологически сложное, но эффективное извлечение ежегодно обеспечивают прирост добычи газа и конденсата.

В Западной части Северо-Пуровской площади выявлены пять газоконденсатных залежей, сгруппированные в четыре объекта разработки следующим порядком:

- первый эксплуатационный объект (западная залежь пласта БТ₆ и залежь пласта БТ₇);
- второй эксплуатационный объект (восточная залежь пласта БТ₆);
- третий эксплуатационный объект (залежь пласта Ач₂₉¹⁻¹);
- четвертый эксплуатационный объект (залежи пластов Ач₂₉¹⁻² и Ач₂₉²).

Следует отметить, что наиболее сложными по геологическим характеристикам являются пласты Ач₂₉¹⁻¹, Ач₂₉¹⁻² и Ач₂₉². При краткой характеристике можно отметить, что залежи пластовые, литологически экранированные на востоке. Конфигурация газонасыщенной части залежей идентична. Залежь пласта Ач₂₉² осложнена непроявляющимся по площади тектоническим нарушением в юго-восточной части.

Залежи пластов Ач₂₉¹⁻¹, Ач₂₉¹⁻² и Ач₂₉² также характеризуются близкими начальными термобарическими условиями, относятся к одному типу и имеют одинаковый принятый состав и свойства пластового флюида. Контурные газонасыщенности залежей совпадают практически по всей площади, при этом фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пластов изменяются в широком диапазоне значений (рис. 1).

Среднее значение пористости для пластов Ач₂₉¹⁻¹, Ач₂₉¹⁻² и Ач₂₉² соответственно равны 0,19, 0,17 и 0,15 д. ед. Согласно представленной гистограмме целесообразнее объединить в один эксплуатационный объект пласты Ач₂₉¹⁻¹ и Ач₂₉¹⁻². Однако предварительные результаты расчетов технологических параметров работы скважин показали, что при различных способах вскрытия и режимах эксплуатации равномерной выработки запасов по разрезу объекта эксплуатации не происходит. Запасы пласта Ач₂₉¹⁻¹ ввиду лучших фильтрационных свойств и больших эффективных газонасыщенных толщин вырабатываются лучше. При этом запасы пласта Ач₂₉² вырабатываются крайне слабо (коэффициент извлечения газа не превышает 0,29 д. ед.). Краткая геологическая характеристика объектов разработки представлена в таб. 1.

На первом этапе формирования вариантов разработки Северо-Пуровского месторождения произведены предварительные расчеты параметров работы скважин с различными конструкциями забоя эксплуатационных скважин в данных условиях:

III эксплуатационный объект (пласт Ач₂₉¹⁻¹):

- вертикальное вскрытие пласта Ач₂₉¹⁻¹;
 - субгоризонтальное вскрытие пласта Ач₂₉¹⁻¹;
- IV эксплуатационный объект (пласты Ач₂₉¹⁻² и Ач₂₉²):
- одновременное вскрытие пластов Ач₂₉¹⁻² и Ач₂₉² вертикальным стволом;
 - одновременное вскрытие пластов Ач₂₉¹⁻² и Ач₂₉² субгоризонтальным стволом.

В условиях низких ФЕС ачимовских отложений III и IV объектов эксплуатации вертикальное вскрытие не обеспечивает необходимой продуктивности скважин. Наиболее эффективным методом увеличения продуктивных характеристик данных скважин служит увеличение зоны дренирования пласта,

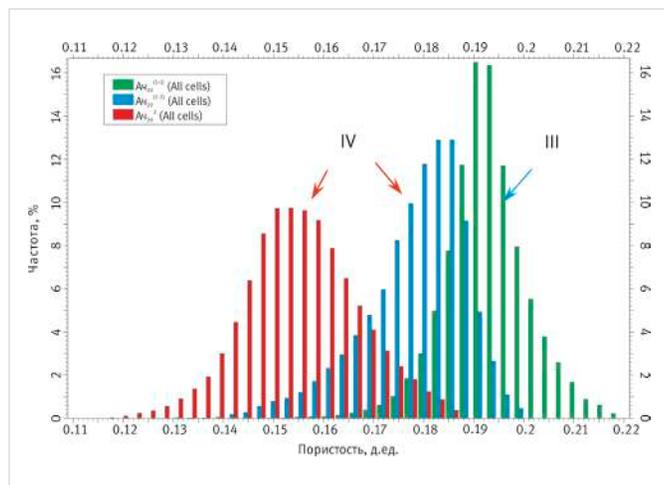


Рис. 1 — Гистограмма распределения пористости ФМ. Пласты Ач₂₉¹⁻¹, Ач₂₉¹⁻² и Ач₂₉²

Показатель	Эксплуат. объект	
	3	4
	Ач ₂₉ ¹⁻¹	Ач ₂₉ ¹⁻² /Ач ₂₉ ²
Средняя газонасыщенность, единиц	0,52	0,46
Средняя водонасыщенность, единиц	0,48	0,54
Пористость, единиц	0,19	0,15
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	14,80	2,78 / 0,73
Начальное пластовое давление, МПа	58,51	58,64
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м ³	338,51	338,51
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	975,98	975,98
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа•с	0,047	0,047
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа•с	0,260	0,260
Давление начала конденсации, МПа	52,95	52,95

Таб. 1 — Геологическая характеристика эксплуатационных объектов

пласта, горизонтальные скважины, составляют не более 0,5 и 0,25 отн.ед. соответственно, что предопределило выполнение дополнительных работ по исследованию. Представленный в настоящей статье метод обоснования технологии разработки ачимовских залежей заключается в проведении ряда вычислительных экспериментов на аналитической и цифровой фильтрационной моделях, совместное использование которых представляет более обоснованные технико-технологические параметры разработки.

Материалы и методы

На основе результатов изучения геологического строения ачимовских залежей выполнены вычислительные эксперименты на аналитической и цифровой фильтрационной моделях по оценке добычных возможностей скважин различной конструкции.

Ключевые слова

ачимовские залежи, аналитическое моделирование, гидродинамические исследования, газоконденсатные исследования, интерпретация результатов исследований

за счет проведения ГРП для улучшения гидродинамической связи скважины с пластом и отдельными линзами.

Расчеты технологических показателей эксплуатации скважины выполнены на элементе адаптированной гидродинамической модели Северо-Пуровского месторождения. Выбор расположения элемента в фильтрационной модели произведен на основе средних значений пористости, а также в пределах границ категорий запасов C_1 (рис. 2). Размеры элемента в плане составляют 5×5 км, общее число ячеек — около 275000.

Размещение скважины предусмотрено в центре выделенного элемента. Моделирование ГРП заключалось в задании величины скин-фактора для вскрытых скважиной соединений равного минус три. Данное значение принято по аналогии со скважинами с ГРП, работающими на ачимовские залежи Уренгойского месторождения. Величина проходки субгоризонтальной скважины по пласту $Aч_{29}^{1-2}$ составила 25 м, по пласту $Aч_{29}^2$ — 600 м, которая принята по результатам предварительных расчетов по оценке синхронности выработки запасов в условиях различающихся ФЕС. Модельные расчеты имитировали эксплуатацию на четырех режимах фильтрации прямого хода изменением величины дебита от меньшего значения к большему. Длительность режимов составляла 30 сут, которая обусловлена достаточно низкими ФЕС, что, прежде всего, влияет на время стабилизации забойного давления.

Для оценки изменения продуктивных характеристик данной скважины создана её аналитическая модель в программном комплексе Karra Saphir.

Ввиду отсутствия результатов исследования субгоризонтальных скважин, на Северо-Пуровском месторождении в качестве исходных данных о давлении и величине дебита использованы результаты моделирования на элементе фильтрационной модели, описанной выше, и в работе [4].

Определяющей причиной использования данных, полученных в Eclipse, является необходимость поиска критерия соответствия численного и аналитического моделирования, поскольку при моделировании в Karra Saphir предусмотрена возможность проведения «тонкой» настройки продуктивности скважины, используя различные параметры призабойной зоны пласта. В условиях Eclipse моделирование продуктивности скважин сводится к изменению скин-фактора, высокоскоростного скин (D-фактор), параметра $k \cdot h$, фактора проводимости соединения и диаметра трубы эксплуатационной колонны, при этом в качестве ограничений выступают размеры и геометрия ячеек модели, что не позволяет детально имитировать МГРП.

Используя набор исходных данных, включающий выбранную конструкцию забоя субгоризонтальной скважины, PVT-свойства пластовой системы, начальные термобарические условия, толщину и анизотропию пласта, выполнена регрессионная настройка аналитической модели на результаты численного моделирования испытания скважины на четырех режимах фильтрации с её остановкой на КВД. В итоге получена удовлетворительная настройка модели (рис. 3), которая достигается при параметрах модели, представленных в таб. 2.

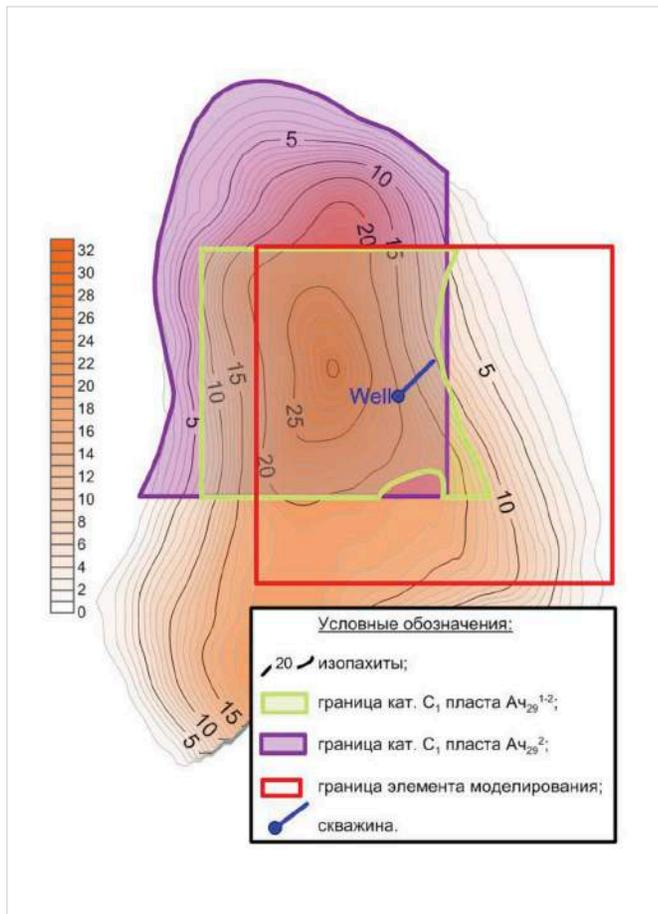


Рис. 2 — Карта суммарных газонасыщенных толщин пластов $Aч_{29}^{1-2}$ и $Aч_{29}^2$ ФМ

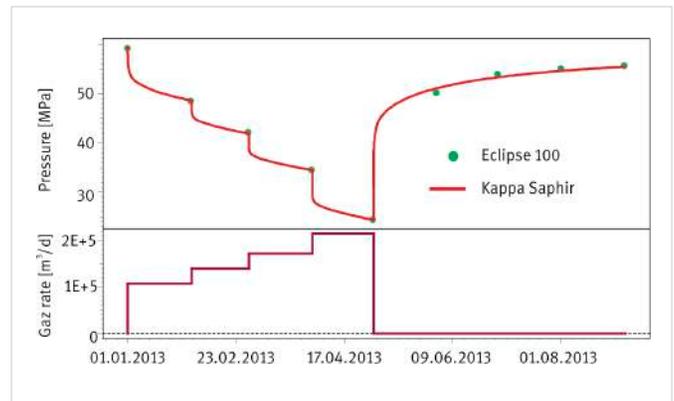


Рис. 3 — Результаты теста на аналитической модели субгоризонтальной скважины

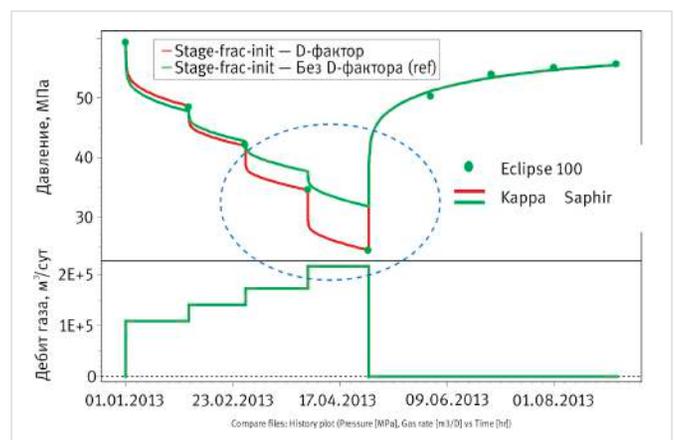


Рис. 4 — Результаты теста на аналитической модели (без D-фактора) субгоризонтальной скважины

Ввиду принципиально разных подходов и методик расчета давления, при численном и аналитическом моделировании наблюдается различие в получаемых фильтрационных параметрах, при этом коэффициент продуктивности скважины в обоих случаях одинаков. Основной целью данного сопоставления моделей является определение критерия их соответствия. В цифровой фильтрационной модели Eclipse используется обобщенный метод псевдодавления (GPP), позволяющий учитывать изменения фазовой проницаемости из-за выпадения ретроградного конденсата в призабойной зоне пласта. При аналитическом моделировании для расчета функции псевдодавления используются параметры вязкости и сжимаемости газа, определяемые начальным давлением системы. Следовательно, как таковых дополнительных потерь подвижности газа в аналитической модели нет. В этой связи указанные потери можно косвенно представить введением в уравнение D-фактора.

Выполненный дополнительный расчет поведения субгоризонтальной скважины на аналитической модели без применения D-фактора (рис. 4) подтвердил несоответствие результатов моделирования. Однако при использовании коэффициента высокоскоростной фильтрации удалось достигнуть необходимых потерь давления в ПЗП в диапазоне рабочих дебитов газа данной скважины. При этом темп восстановления давления в период остановки скважины на КВД в модели не изменяется, следовательно, при вариации коэффициента фильтрационного сопротивления приток с периферии будет оставаться основным критерием

соответствия моделей.

В результате, на основе полученного в Карра Saphir значения проницаемости (таб. 2) создана модель горизонтальной скважины с имитацией четырех вертикальных трещин: одна трещина в пределах пласта Ач₂₉¹⁻² и три в пласте Ач₂₉². В качестве исходной информации для моделирования использован массив промысловых данных, полученный при интерпретации результатов исследования скважин с ГРП, вскрывающих ачимовские отложения Уренгойского месторождения [5], т.е. в модели использованы средние значения возможной полудлины и проводимости трещин ГРП.

Настройка продуктивности субгоризонтальной скважины на полученное распределение забойного давления на режимах выполнена в Eclipse 100. Начальный этап включал подбор величины скин-фактора для модельной скважины, который в итоге составил минус три, затем произведено моделирование ГРП путем введения множителя проводимости для граней вскрытых ячеек. Величина множителя проводимости в направлении X вблизи расположения трещины принята равной 6,0 в направлении Y проводимость составила 3,0.

Результаты настройки модели представлены на рис. 5. Отмечается удовлетворительная сходимость численной и аналитической моделей при использовании различных методик расчета продуктивности скважин.

На рис. 6 приведено сопоставление кривых притока IPR для различных типов вскрытия четвертого объекта эксплуатации. В результате наблюдается увеличение продуктивности субгоризонтальной скважины

за счет выполнения интенсификации притока методом многостадийного ГРП. В таб. 3 представлены основные параметры, необходимые для обеспечения данной продуктивности скважины.

Представленные в таблице значения параметров трещины свидетельствуют о необходимости проведения большеобъемного ГРП с массой проппанта более 200 т.

Итоги

Приведены результаты работы по исследованию и обоснованию различных конструкций газодобывающих скважин для условий ачимовских залежей, характеризующихся очень сложным геологическим строением. Доказана эффективность применения в системе разработки горизонтальной скважины с проведением многостадийного гидроразрыва пласта.

Выводы

При сопоставлении разных решений по разработке ачимовских залежей установлена большая эффективность в технологическом плане субгоризонтальной скважины с МГРП ($K_{\text{прод}}$ более чем в 1,5 выше).

В результате выполнения расчетов по представленному методу, заключающемуся в проведении ряда вычислительных экспериментов на аналитической и цифровой фильтрационной моделях по оценке технологических показателей субгоризонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта, получена более детальная информация о влиянии на производительность как технико-технологических параметров, так и геолого-физических, т.е. комплексный

Параметр	Модель	
	Eclipse 100	Kappa Saphir
Длина ствола, м	625	625
Анизотропия пласта, д. ед.	0,1	0,1
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	1,56	0,10
Параметр k·h, 10^{-3} мкм ² ·м	51,48	3,30
Скин-фактор	0,0	-0,9
D-фактор	0,0	0,0000057
Продуктивность, тыс. м ³ /сут/МПа ²	0,073	0,073
Начальное пластовое давление, МПа	59,5	59,5

Таб. 2 — Сопоставление результатов аналитического (Карра Saphir) и численного (Eclipse 100) моделирования продуктивности субгоризонтальной скважины

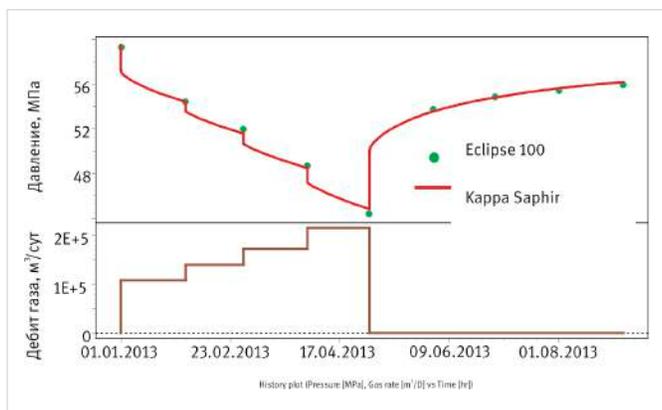


Рис. 5 — Результаты численного и аналитического моделирования продуктивности субгоризонтальной скважины с МГРП

Параметр	Величина
Анизотропия пласта, д. ед.	0,1
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	0,1
Параметр kh, 10^{-3} мкм ² ·м	3,3
Суммарный скин-фактор	-7,5
Количество трещин, ед.	4
Полудлина трещины ГРП (Xf), м	325
Высота трещины ГРП (Hf), м	33
Проводимость трещин (Fc), 10^{-3} мкм ² ·м	313

Таб. 3 — Результаты моделирования продуктивности субгоризонтальной скважины с МГРП

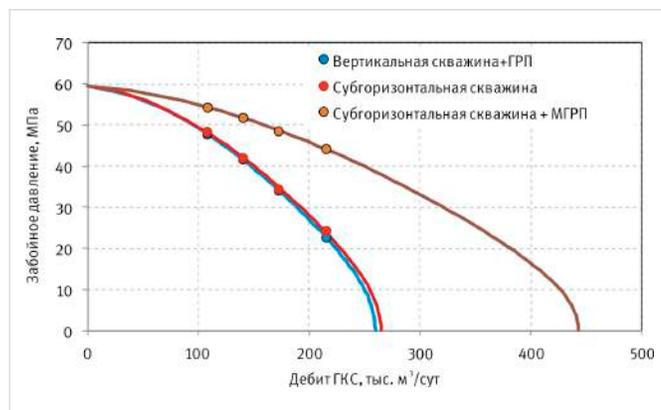


Рис. 6 — Сопоставление параметров работы скважин, вскрывающих четвертый объект эксплуатации. Кривая притока IPR

расчет обеспечивает информационную взаимодополняемость и объективность принимаемых решений.

Список используемой литературы

1. Самойлов А.С., Левкович С.В. Повышение нефтеотдачи сложнопостроенных залежей на основе геолого-промыслового обоснования применения горизонтальных стволов. III Международный научный симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». Москва: ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова, 2011. С. 94–95.
2. Аблаев А., Зайченко Д., Тютиков С., Инюшина А., Конченко А., Технологии для заканчивания и многостадийного ГРП для сложных горизонтальных скважин с АВПД Ачимовских залежей Уренгойского месторождения. SPE-171277-RU, Москва, 2014.
3. Доброхлеб П.Ю., Аблаев А.Р., Четвериков Д.М., Заварыгин С.А., Инюшина А., Петраков Ю., Соболев А., Тарасов О.Г., Милушкин А.М., Миленский А.М., Григорьев М.С., Сидоров Д.Н., Опыт строительства субгоризонтальных скважин с большим отходом от вертикали с применением новейших технологий на Ачимовские отложения Уренгойского НКМ. SPE-171265-RU, Москва, 2014.
4. Скворцов С.В., Юшков И.Ю., Численное моделирование продуктивности скважин с гидроразрывом. Сб. трудов XVII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ООО «ТюменНИИгипрогаз». Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2012. С. 67–69.
5. Фатеев Д.Г., Нестеренко А.Н. Унификация подходов при изучении характеристик газоконденсатных систем. SPE-171249-RU, Москва, 2014.

ENGLISH

GAS INDUSTRY

Survey of the simulation methods of the gas-condensate wells with multi-stage fracturing to the Achimov deposits

UDC 622.691

Author:

Victor P. Tyurin — head of “Achimov deposits development” section¹; tyurinvp@tngg.ru

Sergey V. Skvortsov — head of “Engineering Simulation” section, Achimov deposits development section¹; skvortsov@tngg.ru

Alexander S. Samoylov — Ph.D., research engineer of “Achimov deposits development” section¹

Alexander N. Nesterenko — Ph.D., deputy general director¹; Nesterenko@tngg.ru

¹TyumenNIIGiprogaz LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The method and results of the feasibility study of the development technology of the complex gas-condensate Achimov deposits of the Severo-Purovskoe gas-condensate field are presented in the paper. The deposits have low reservoir properties (porosity and permeability), lateral heterogeneity and abnormal formation pressure. The gas and condensate recovery rates estimated values achieved as per the previous Design Projects such as directional wells with fracturing and horizontal wells made 0.5 and 0.25 relative units, correspondingly, thus the additional surveys required to be delivered. The proposed method of the feasibility study of the Achimov deposits development technology is based on the simulation experiments with the analytical and digital porous-flow models. A combination of the models

allows receiving more feasible technical and technological development parameters.

Materials and methods

Simulation experiments with the analytical and digital porous-flow models for evaluation of production capacities of wells of various constructions are made on the basis of study of the geological structure of the Achimov reservoirs.

Results

The results of surveys and feasibility of various constructions of gas producing wells for the Achimov deposits characterized by the complex geology are provided. Efficiency of drilling of horizontal well with multi-stage fracturing is proved to be efficient for the development system.

Conclusions

Benchmarking of various solutions for the

Achimov deposits development found higher efficiency of the sub-horizontal well with multi-stage-fracturing ($K_{\text{productivity}}$ more than 1.5 times).

Simulation experiments with the analytical and digital porous-flow models for evaluation of the process indicators of the sub-horizontal well with multi-stage fracturing allowed receiving a more detailed data on influence of the technical and technological parameters and geological and physical parameters on the productivity i.e. a comprehensive calculation ensures data complementarity and objectivity of the decisions.

Keywords

the Achimov deposits, analytical modeling, hydrodynamic study, gas-condensate study, surveys' results interpretation

References

1. Samoylov A.S., Levkovich S.V. *Povyshenie nefteotdachi slozhnopostroennykh zalezhey na osnove geologo-promysloвого obosnovaniya primeneniya gorizontol'nykh stvolov* [Improving of production the structurally complex deposits based on geological and oilfield reasons for using of horizontal wells]. III International research symposium “Theory and practice of enhanced oil recovery methods”. Moscow: VNIIneft named after A.P. Krylov, 2011, pp. 94–95.
2. Ablaev A., Zaychenko D., Tyutikov S., Inyushina A., Konchenko A., *Tekhnologii dlya zakanchivaniya i mnogostadiynogo GRP dlya slozhnykh gorizontol'nykh skvazhin s AVPD Achimovskikh zalezhey Urengoykogo mestorozhdeniya* [Best practices for horizontal wells completion technology and multistage fracturing for high pressure Achimov formation at Urengoykoe field]. SPE-171277-RU, Moscow, 2014.
3. Dobrokhleb P.Yu., Ablaev A.R., Chetverikov D.M., Zavarigin S.A., Inyushina A., Petrakov Yu., Sobolev A., Tarasov O.G., Milushkin A.M., Milen'kiy A.M., Grigor'ev M.S., Sidorov D.N., *Opyt stroitel'stva subgorizontol'nykh skvazhin s bol'shim otkhodom ot vertikali s primeneniem noveyshikh tekhnologiy na Achimovskie otlozheniya Urengoykogo NGKM* [Best practice of horizontal well construction operations for the challenging, high-pressure Achimov formation — Urengoykoe field]. SPE-171265-RU, Moscow, 2014.
4. Skvortsov S.V., Yushkov I.Yu., *Chislennoe modelirovanie produktivnosti skvazhin s gidrorazryvom* [Numerical simulation of productivity of wells with hydraulic fracturing]. Proceedings of the XVII conference of young scientists and specialists LLC “TyumenNIIGiprogaz”. Tyumen: LLC “TyumenNIIGiprogaz”, 2012, pp. 67–69.
5. Fateev D.G., Nesterenko A.N. *Unifikatsiya podkhodov pri izuchenii kharakteristik gazokondensatnykh sistem* [Unification of approaches in the study of the characteristics of gas-condensate systems]. SPE-171249-RU, Moscow, 2014.