

УДК 550.8.053

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С НИЗКИМИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ

Томский Кирилл Олегович¹,
kirilltom@mail.ru

Никитин Егор Дмитриевич¹,
egornd1998@gmail.com

Иванова Мария Сергеевна¹,
ims.06@mail.ru

¹ Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова,
Россия, 678174, г. Мирный, ул. Ойунского, 14.

Актуальность исследования обусловлена осложнениями, возникающими при разработке газоконденсатных месторождений на истощение со сложными термобарическими условиями, связанными с процессами выпадения большого количества ретроградного газового конденсата в поровом пространстве пласта, а особенно вблизи добывающих скважин из-за падения пластового давления, что в конечном итоге может снизить производительность скважин в два и более раз. В настоящее время в связи с развитием технологий строительство горизонтальных скважин стало традиционным методом увеличения газо-конденсатоотдачи, при котором за счет повышения эффективной площади дренирования скважины существенно уменьшаются значения депрессии при тех же отборах газа или выше в сравнении с вертикальными, что должно также снизить негативное влияние эффекта «конденсатной банки» при рентабельном соотношении коэффициента извлечения газа к коэффициенту извлечения конденсата. В связи с этим актуальным становится вопрос исследования эффективности применения технологии горизонтальных скважин на «сложных» месторождениях с начальным пластовым давлением, близким или равным давлению начала конденсации с высокой степенью неоднородности, низкими фильтрационно-емкостными свойствами и малой мощностью.

Цель: оценка технологий эксплуатации газоконденсатных месторождений вертикальными и горизонтальными скважинами при различных технологических режимах эксплуатации скважин на конечную газо- и конденсатоотдачу, а также изучение характера выпадения конденсата в поровом пространстве в условиях нефтегазоконденсатного месторождения с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Объекты. Пласт БУ¹⁻² характеризуется высоким содержанием тяжелых углеводородов в составе пластового газа, которые начинают выпадать сразу же после начала эксплуатации объекта. Пласт имеет общую толщину от 22 до 57 м, и при этом объем газонасыщенных пород составляет 5463585 тыс. м³, а начальные запасы сухого газа – 130064 млн м³.

Методы: геологическое и гидродинамическое моделирование на программном продукте T-Навигатор (Rock Flow Dynamics).

Результаты. Было установлено, что горизонтальная скважина с длиной перфорированного горизонтального участка 1400 м способна добывать столько же газа, сколько три вертикальные при кратных меньших значениях депрессий, однако из-за большего контура дренирования конденсат выпадает по большему объёму пласта с насыщенностью ниже «критической» и поэтому весь выпавший конденсат становится неподвижным, препятствуя газу фильтроваться к забою скважины и снижая общий коэффициент извлечения газа/коэффициент извлечения конденсата. Также выявлено, что вертикальные скважины при данных начальных условиях обеспечивают большую добычу конденсата по сравнению с горизонтальными скважинами и при этом конденсата добывается больше при уменьшении депрессии на пласт.

Ключевые слова:

газоконденсатные месторождения, горизонтальные скважины, вертикальные скважины, коэффициент извлечения газа, коэффициент извлечения конденсата, фильтрационно-емкостные свойства.

Введение

Разработка газоконденсатных месторождений со сложными термобарическими условиями на истощение зачастую осложняется процессами выпадения большого количества ретроградного газового конденсата в поровом пространстве пласта, а особенно вблизи добывающих скважин из-за падения пластового давления, что в конечном итоге может снизить производительность скважин в два и более раз. Данный процесс помимо значительных потерь самого конденсата из попутного газа приводит к образованию «конденсатной банки», которая в свою очередь снижает проницаемость по газу и в результате снижается об-

щая выработка запасов залежи как газа, так и конденсата [1, 2]. Подобные примеры осложнений, связанных с образованием «конденсатных банок» подробно описаны в статьях [3, 4]. В настоящее время в связи с развитием технологий строительство горизонтальных скважин стало традиционным методом увеличения газо-конденсатоотдачи, где за счет повышения эффективной площади дренирования скважины существенно уменьшаются значения депрессии при тех же отборах газа или выше в сравнении с вертикальными, что должно также снизить возникновение «конденсатной банки» при рентабельном соотношении коэффициента извлечения газа (КИГ) к коэффициенту извлечения конденсата (КИК).

Поэтому представляется интересным проанализировать применение технологии горизонтальных скважин на «сложных» месторождениях с начальным пластовым давлением, близким или равным давлению начала конденсации с высокой степенью неоднородности, низкими фильтрационно-емкостными свойствами и малой мощностью на примере нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на границах Уренгойского месторождения. Изучаемый пласт БУ₈¹⁻² характеризуется высоким содержанием тяжелых углеводородов в составе пластового газа, которые начинают выпадать сразу же после начала эксплуатации объекта. Пласт имеет общую толщину от 22 до 57 м, и при этом объем газонасыщенных пород составляет 5463585 тыс. м³, а начальные запасы сухого газа – 130064 млн м³.

Проблема выпадения конденсата в поровом пространстве пласта

Когда давление в газоконденсатной залежи в процессе разработки падает ниже точки росы, происходит ретроградная конденсация высококипящих углеводородов с выпадением части из них в жидкую фазу. Образовавшаяся в результате конденсации углеводородная жидкость удерживается гравитационными и капиллярными силами или остается в пласте из-за низкой фазовой проницаемости для жидкости [5, 6]. Поток добываемого газа становится беднее по содержанию тяжелых углеводородов (падает потенциальное содержание конденсата в газе). В результате коэффициент извлечения газового конденсата, содержащего основную часть тяжелых компонентов, в таком случае составляет не более 30–40 % от начальных запасов [7]. Механизм данного осложнения связан с эффектами капиллярного защемления или улавливания жидкой фазы газоконденсата в породоколлекторе. Выпадение конденсата из газа происходит в поровом пространстве околоскважинной зоны пласта, в результате возникает капиллярное давление (обусловленное появлением второй, несмешивающейся фазы, которая имеет конечное поверхностное натяжение между жидкой и газовой фазой). Это капиллярное давление удерживает отдельные капли конденсата в центральной части порового пространства и не позволяет им двигаться, пока насыщенность конденсатом не вырастет до точки, начиная с которой отдельные капли сконденсированной углеводородной жидкости могут объединяться и формировать непрерывную конденсатную плёнку в поровом пространстве. Как только это случается, жидкая фаза приобретает фазовую проницаемость и может течь как отдельная фаза в пласте. Значение насыщенности конденсатом, которое должно быть достигнуто для того, чтобы фаза стала подвижной, обычно называется «критической» насыщенностью конденсатом. Её значение может варьироваться от 1 % в высокопроницаемых коллекторах до 40 % в породах с худшими фильтрационно-емкостными свойствами [8]. В работе [9] экспериментально на физических моделях пористой среды было доказано, что двухфазная фильтрация с частичным выносом конденсата из пористой

среды начинается по достижению порога подвижности, равной $S_{kr} \geq 36,6$ %, в диапазоне проницаемости, равной $17 \leq k \leq 1370$ мД. В целом улавливание конденсата более выражено в средах с проницаемостью менее 100 мД. Также отмечается, что уже после насыщения пористой среды конденсатом выше на 20 % фазовая проницаемость по газу начинает резко снижаться.

В работе [10] О. Fevang путем численного моделирования было установлено, что процесс движения потока углеводородной жидкости к забою вертикальной скважины с выпадением конденсата в призабойной зоне пласта условно можно разделить на три области: 1 – область призабойной зоны скважины (в ней подвижны две фазы: жидкая (конденсат) и газообразная (газ); 2 – область, в которой происходит выпадение конденсата (жидкая фаза неподвижна, газовая фаза подвижна); 3 – область, удаленная от призабойной зоны пласта (содержит только однофазный поток газа, содержание конденсата равно нулю). В работе [11] был проведен численный анализ испытаний горизонтальных скважин в упрощенной модели газоконденсатного коллектора, и было обнаружено, что поведение и реакция давления горизонтальной скважины схожи с теми, что были получены при изучении вертикальных скважин в работе [12]. Также по аналогии с вертикальными скважинами были выделены три области потока пластового флюида к забою горизонтальной скважины: 1 – насыщение жидкостью в этом регионе увеличивается, что обуславливает течение газоконденсата к стволу горизонтальной скважины не только в газовой, но и в жидкой фазе; 2 – область накопления конденсата, в которой углеводородная жидкость не является подвижной; 3 – процессы конденсации не происходят. Кроме того, было показано, что просадка давления для горизонтальной скважины намного меньше, чем для вертикальной [13]. Поэтому давление на забое горизонтальной скважины достигнет давления точки росы за более длительное время по сравнению с вертикальной и наклонной скважиной, что положительно скажется на эффективности разработки месторождения в условиях интенсивного выпадения газового конденсата.

Состав и свойства модели пластового флюида

На объекте анализа выполнен комплекс промысловых исследований для оценки газоконденсатных параметров. В процессе промысловых исследований производился одновременный отбор проб сырого конденсата и газа сепарации для проведения лабораторных исследований, которые включали определение состава пластового газа и расчет потенциального содержания в нем этана, пропана, бутанов, пентанов и более высококипящих компонентов пластового газа (стабильного конденсата), расчета критических параметров пластового газа и конденсата, а также изучение физико-химической характеристики конденсата и исследование газоконденсатной системы с целью определения давления начала конденсации и пластовых потерь конденсата при условии разработки залежи на истощение. Принятый пластовый флюид ха-

рактируется высоким начальным содержанием газоконденсата. Было установлено, что существуют большие потери газового конденсата в процессе разработки на истощение (рис. 2). Также конденсат выпадает сразу после начала разработки, что осложняет процесс фильтрации газа к скважинам, не говоря уже о потерях самого конденсата (рис. 1).

Таблица 1. Средний компонентно-фракционный состав пластового газа

Table 1. Average component-fractional composition of reservoir gas

Компоненты Components	Начальный состав пластового газа Initial composition of reservoir gas	Молекулярный вес Molecular weight	Плотность Density	Средняя температура кипения фракций C ₅₊ Average boiling temperature of fractions C ₅₊
	% моль % mole	кг/моль kg/mol	кг/м ³ kg/m ³	°C
CO ₂	0,273	–	–	–
N ₂	1,045	–	–	–
CH ₄	80,842	–	–	–
C ₂ H ₆	6,044	–	–	–
C ₃ H ₈	3,761	–	–	–
iC ₄ H ₁₀	0,790	–	–	–
nC ₄ H ₁₀	0,921	–	–	–
Ф1	2,580	80	675	61
Ф2	1,812	104	754	125
Ф3	0,850	128	783	175
Ф4	0,491	153	812	225
Ф5	0,334	184	832	275
Ф6	0,247	222	846	325

Известно, что чем выше содержание промежуточных компонентов (этан, пропан, бутаны), тем ниже становится давление начала конденсации и тем

меньше выпадает конденсата при снижении давления в системе [14].

Так как более тяжелые углеводороды менее интенсивно испаряются в паровую фазу, состав и свойства группы C₅₊ в равновесных фазах при парожидкостном равновесии существенно различаются (за исключением окологритической области). Расчленение группы C₅₊ на псевдо-фракции позволяет решить эту проблему и правильно описывать как количественное соотношение между паровой и жидкой фазами, так и их составы, и физические свойства [15].

Свойства газоконденсатной смеси характеризуются следующими параметрами:

- ПС₅₊ на пл. газ (потенциальное содержание конденсата) – 290 г/м³;
- мольная доля сухого газа – 0,937 д. ед.;
- коэффициент сжимаемости при начальных условиях Z – 0,902;
- начальное пластовое давление и температура – 29,1 МПа и 80 °C;
- давление начала конденсации смеси – 29,1 МПа (насыщенная система-конденсат начинает выпадать сразу при падении пластового давления).

В данной работе для численных расчетов была использована изотермическая композиционная модель пластового флюида на базе трехпараметрического уравнения состояния Пенга Робинсона с целью максимальной точности учета фазовых превращений пластовой газоконденсатной смеси [16, 17].

На рис. 2 приведена кривая, описывающая изменение содержания газоконденсата от изменения пластового давления по модели флюида и в соответствии с лабораторными исследованиями.

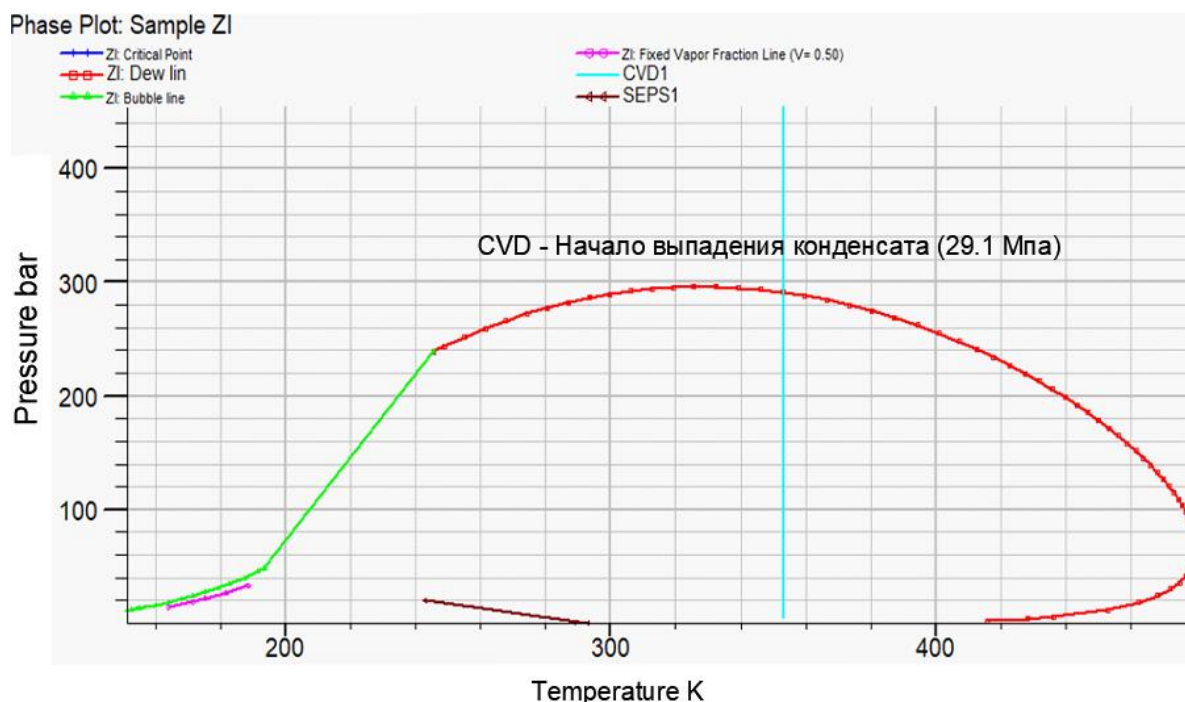


Рис. 1. Фазовая диаграмма с давлением начала конденсации в 291 Бар при температуре 80 °C в PVTi

Fig. 1. Phase diagram with a condensation start pressure of 291 Bar at 80 °C in PVTi

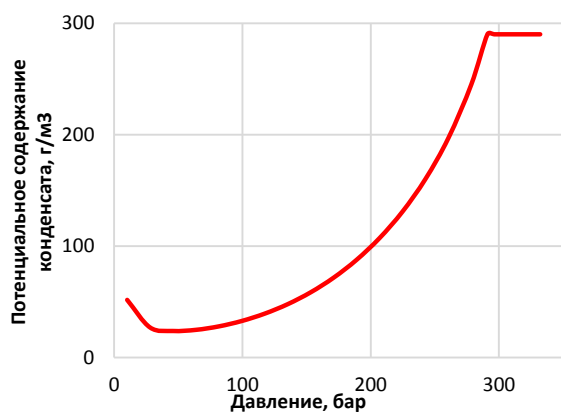


Рис. 2. Зависимость потенциального содержания C_{5+} от давления

Fig. 2. Dependence of potential C_{5+} content on pressure

Модель фрагмента залежи для численных расчетов

Исходными данными для последующих численных расчетов послужили данные нефтегазоконденсатного месторождения, такие как: геологические данные (LAS, структурные горизонты, линии разломов и т. д.), характеристика пластового флюида, геолого-промысловая характеристика месторождения и др.

Таблица 3. Параметры модели фрагмента до и после процедуры ремасштабирования

Table 3. Parameters of the fragment model before and after rescaling

Параметры геологической модели фрагмента Parameters of the geological model of the fragment			
Геометрический объем залежи, м ³ Geometric volume of the deposit, m ³	Поровый объем залежи, м ³ Pore volume of the deposit, m ³	Запасы газа, ст. м ³ Gas reserves, st. m ³	Количество ячеек по XYZ Number of cells by XYZ
1011727986	94027308,04	65658537,01	5533500
Параметры гидродинамической модели фрагмента после ремасштабирования Parameters of the fragment hydrodynamic model after upscaling			
Геометрический объем залежи, м ³ Geometric volume of the deposit, m ³	Поровый объем залежи, м ³ Pore volume of the deposit, m ³	Запасы газа, ст. м ³ Gas reserves, st. m ³	Количество ячеек по XYZ Number of cells by XYZ
1011725829	94024112,87	65656284,82	1903524

*процесс ремасштабирования производился с учетом максимального сохранения неоднородности в вертикальном направлении.

*upscaling was carried out taking into account maximum preservation of inhomogeneity in vertical direction.

При разработке вертикальными скважинами происходит больший отбор конденсата, т. к. зона дренирования вертикальной скважины располагается вдоль скважины по малому радиусу и при резком перепаде давления происходит сильное выпадение конденсата в призабойной зоне скважины, из-за высокой насыщенности конденсата он начинает снижать проницаемость по газу (рис. 3).

Горизонтальные же скважины, в свою очередь, имеют большую площадь дренирования и при этом достаточно плавный перепад давлений по площади, в связи с этим происходит неравномерное выпадение конденсата в достаточной удаленности от добывающего горизонтального ствола скважины и преимущественно в зонах с низкой проницаемостью. Конденсат выпадает по большему объему пласта, чем в варианте с вертикальными скважинами, и тем самым снижается общая добыча конденсата для горизонтальных скважин (рис. 4).

Таблица 2. Начальные данные, принятые при моделировании фрагмента

Table 2. Initial data received during fragment modeling

Длина по X и Y, м/X and Y length, m	5200
Высота по Z (среднее), м/Z height (average), m	35,7
Начальное пластовое давление $P_{н.пл.}$, Бар Initial reservoir pressure, bar	291
Опорная глубина, м/Reference depth, m	2860
Начальная пластовая температура $T_{н.пл.}$ Initial reservoir temperature, °C	80
Пористость m , д. е./Porosity m , f. u.	0,09–0,169
Горизонтальная проницаемость k_r , мД Horizontal permeability, mD	0,1556–27,1019
Коэффициент песчаности (среднее), д. е. Net-to-gross ratio (average), f. u.	0,6572

Прогнозные расчеты фрагмента залежи вертикальными и горизонтальными скважинами

Расстановка скважин по площади и расположение стволов в газонасыщенном пласте выбирались исходя из «карты качества» [18–20]. Интервал перфорации вертикальных скважин принят от кровли до подошвы, а интервал перфорации горизонтальной скважин принят по её горизонтальному участку ствола и равным 1400 м.

Рассмотрено два следующих основных варианта с подпунктами, в которых варьировались технологические параметры эксплуатации скважин:

- 1) три вертикальные скважины с интервалом перфорации – весь пласт (в данном фрагменте модели нет водоносного горизонта);
- 2) одна горизонтальная скважина с длиной горизонтального участка 1400 м.

Параметры технологического режима работы скважин для двух вариантов:

- дебит газа 200, 300, 500 и 700 тыс. м³/сут. для одной вертикальной скважины;
- дебит газа 600, 900, 1500 и 2100 тыс. м³/сут. для одной горизонтальной скважины;
- депрессия 60, 50, 40, 30 и 20 бар для каждой из трех вертикальных скважин.

Во всех вариантах расчет переходит на значение забойного давления в 35 Бар при невозможности поддержания заданных дебитов газа и депрессий.

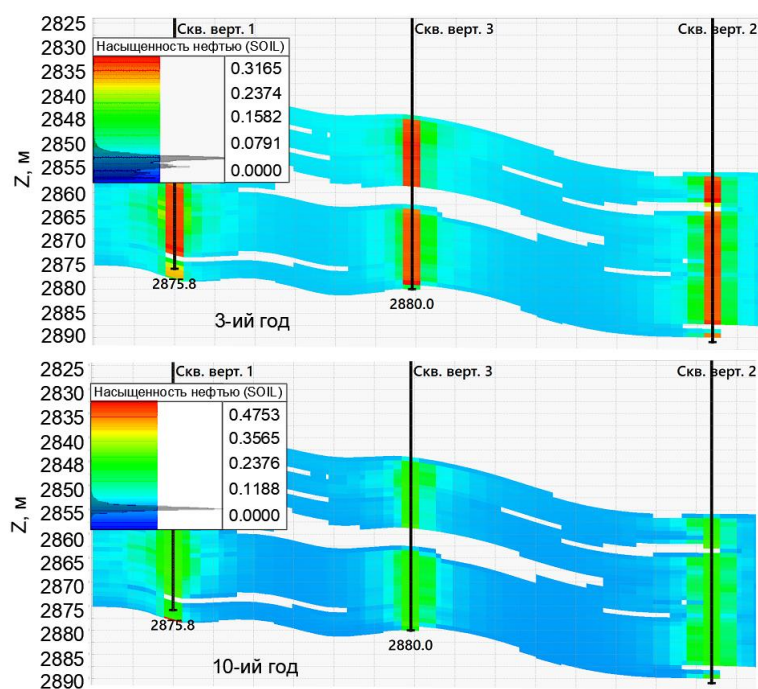


Рис. 3. Динамика насыщения конденсатом для вертикальных скважин с суммарным дебитом 2100 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$ на период прогноза в 3 года и 10 лет

Fig. 3. Dynamics of condensate saturation for vertical wells with a total flow rate of 2100 thousand m^3/day for a forecast period of 3 and 10 years

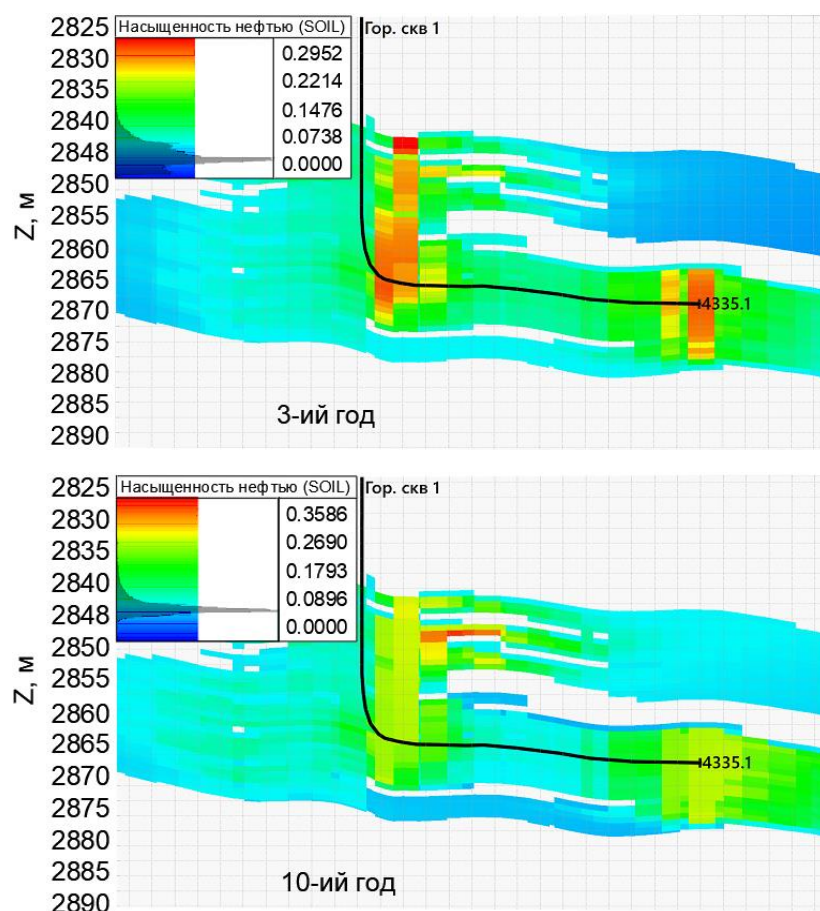


Рис. 4. Динамика насыщения конденсатом для горизонтальной скважины с дебитом 2100 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$ на период прогноза в 3 года и 10 лет

Fig. 4. Dynamics of condensate saturation for horizontal well with a flow rate of 2100 thousand m^3/day for a forecast period of 3 and 10 years

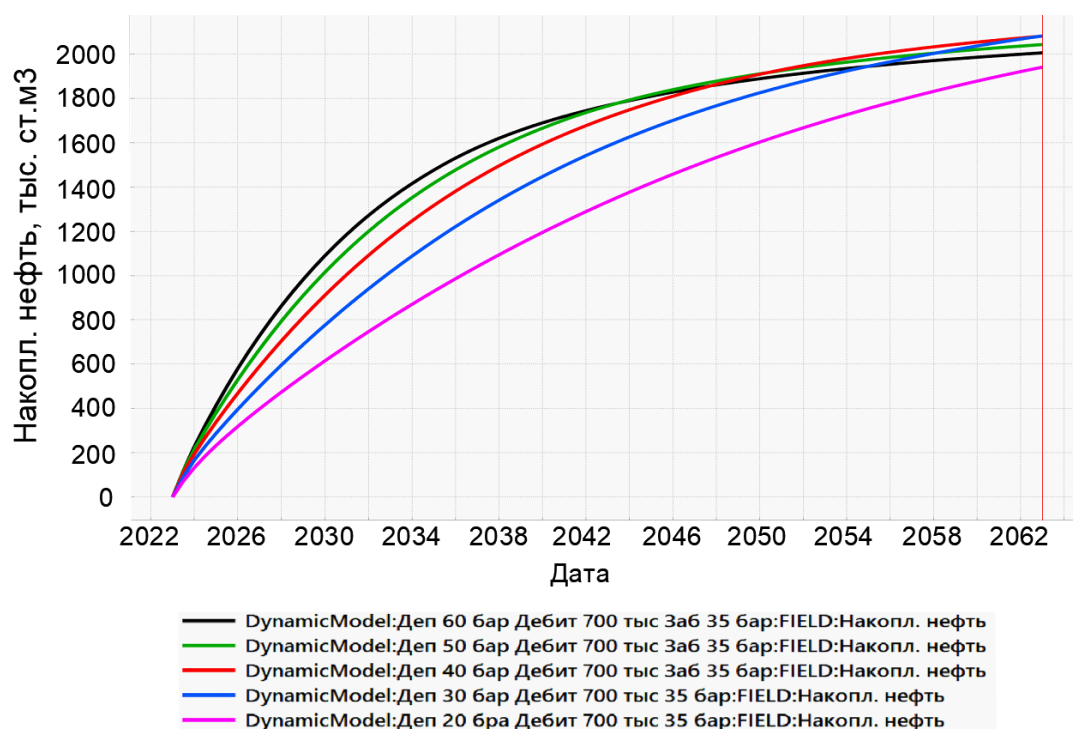


Рис. 5. Накопленная добыча конденсата на различных режимах работы трех вертикальных скважин при варьировании депрессии

Fig. 5. Accumulated condensate production at different operating modes of three vertical wells with varying depression

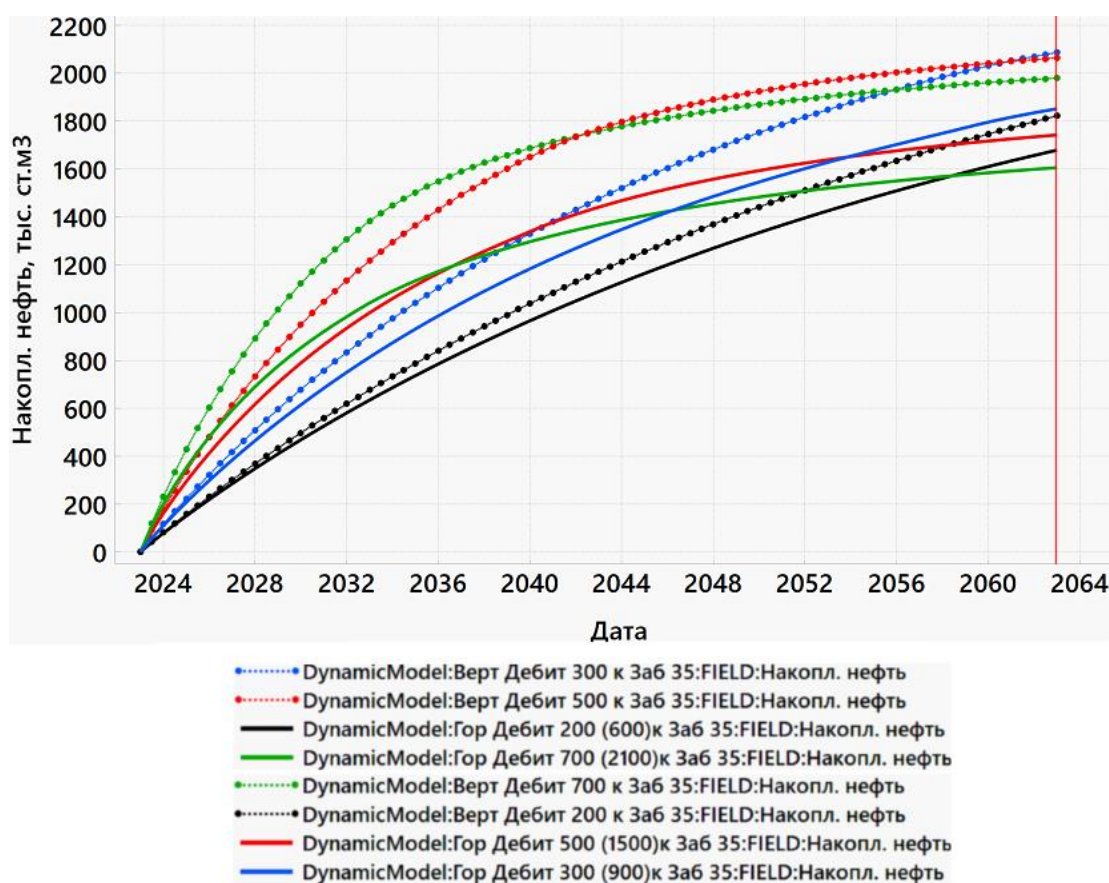


Рис. 6. Сравнение накопленного конденсата для варианта с тремя вертикальными скважинами и одной горизонтальной скважиной при различных дебитах работы скважины (сплошные линии – варианты с горизонтальной скважиной, пунктирные линии – варианты с тремя вертикальными скважинами)

Fig. 6. Comparison of accumulated condensate for the variant with three vertical wells and a horizontal well at different well operating rates (solid lines – variants with a horizontal well, dotted lines – variants with three vertical wells)

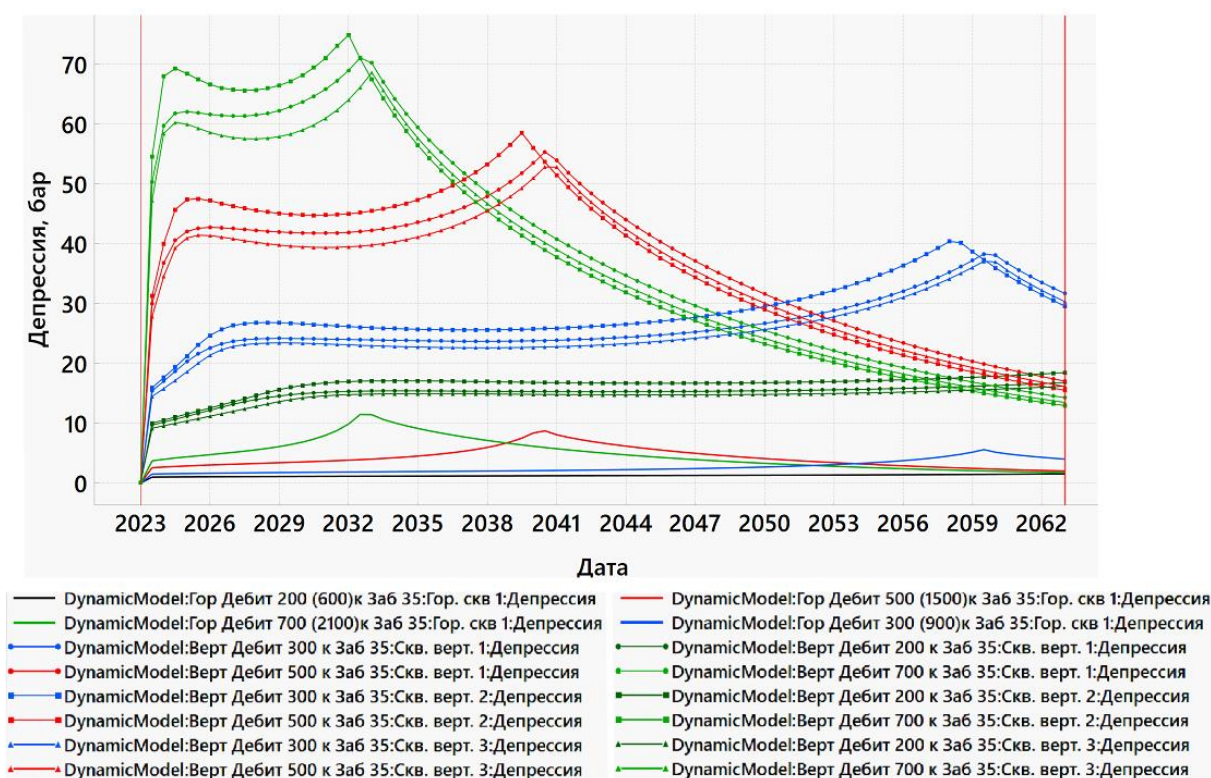


Рис. 7. Сравнение динамики депрессий для варианта с тремя вертикальными скважинами и одной горизонтальной скважиной при различных дебитах работы скважины (сплошные линии – варианты с горизонтальной скважиной, пунктирные линии – варианты с тремя вертикальными скважинами)

Fig. 7. Comparison of the dynamics of depressions for the variant with three vertical wells and a horizontal well at different operating rates of the well (solid lines – variants with a horizontal well, dotted lines – variants with three vertical wells)

Заключение

В статье приведен анализ применения вертикальных и горизонтальных скважин на примере нефтегазоконденсатного месторождения с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, высокой степенью неоднородности и насыщенной газоконденсатной системой при различных технологических режимах.

Было установлено, что горизонтальная скважина с длиной перфорированного горизонтального участка 1400 м способна добывать столько же газа, сколько три вертикальные при кратных меньших значениях депрессий, однако из-за большего контура дренирования конденсат выпадает по большему объему пласта с насыщенностью ниже «критической» и поэтому весь выпавший конденсат

становится неподвижным, препятствуя фильтрованию газа к забою скважины и снижая общий КИК/КИГ.

Выявлено, что вертикальные скважины при данных начальных условиях обеспечивают большую добычу конденсата по сравнению с горизонтальными скважинами и при этом конденсата добывается больше при уменьшении депрессии на пласт. Поэтому рекомендуется использовать горизонтальные скважины для газоконденсатных месторождений с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и насыщенной газоконденсатной системой тогда, когда существуют риски продвижения газовой контактной к скважине (прорывы газа) и преждевременного обводнения скважин при конусообразовании воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Абасов М.Т., Оруджалиев Ф.Г. Газогидродинамика и разработка газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1989. – 262 с.
- Rodriguez F., Sancehs J., Galindo-Nava A. Mechanisms and main parameters affecting nitrogen distribution in the gas cap of the supergiant Akal reservoir in the Cantarell complex // SPE 90288-MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, Texas, 2004. – SPE-90288-MS
- Holditch S.A., Spivey J., Wang J.Y. Case history of a tight and abnormally pressured gas condensate reservoir // SPE California Regional Meeting. – California, 1985. – SPE-114044
- Afidick D., Kaczorowski N.J., Bette S. Production performance of retrograde gas reservoir: a case study of Arun field // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference. – Melbourne, Australia, 1994. – SPE-28749-MS
- Understanding gas-condensate reservoirs / Li Fan, L. Harris, B.W. Jamaluddin, A.J. Kamath, J. Mott, R. Pope, G.A. Shandrygin, A. Whitson, H. Curtis // Oilfield Rev. – 2005. – V. 10. – № 4. – P. 16–25.
- Ursin J.R. Fluid flow in gas condensate reservoirs: The interplay of forces and their relative strengths // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2004. – № 4 (41). – P. 253–267.
- Moses P.L., Wilson K. Phase equilibrium considerations in using nitrogen for improved recovery from retrograde condensate reservoirs // Journal of Petroleum Technology. – V. 33. – № 2. – Paper (SPE 7493).
- Бергенов С.У., Чернова О.С., Зипир М.Г. Методика оценки ожидаемых запускных дебитов горизонтальных скважин на примере газоконденсатных месторождений // Известия Том-

- ского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 3. – С. 207–212.
9. Алиев З.С., Мараков Д.А. Влияние переходной зоны на достоверность запасов газа и на производительность скважин // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – Т. 1. – № 1. – С. 3–12.
 10. Fevang O., Whitson C.H. Modeling gas-condensate well deliverability // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 1996. – V. 11 (4). – P. 221–222.
 11. Методология определения продуктивности горизонтальных скважин по данным гди разведочных скважин при гидродинамическом моделировании газоконденсатных месторождений / А.Н. Шандрыгин, М.А. Казанцев, М.В. Морев, Э.З. Бадалов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 2 (86). – С. 52–59.
 12. Sayed M.A., Muntasheri G.A. Mitigation of the effects of condensate banking: a critical review // SPE Prod. Oper. – 2016. – V. 31 (02). – P. 85–102.
 13. Оптимизация конструкции и режимов эксплуатации горизонтальных скважин на газоконденсатных месторождениях со сложными геологическими и климатическими условиями / О.В. Николаев, А.Н. Шандрыгин, Р.А. Байбурун, И.В. Стоноженко, К.Н. Гужов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 2 (86). – С. 74–81.
 14. Hale P., Lokhandwala K. Advances in membrane materials provide new gas processing solutions // Proceedings of the Laurance Reid Gas Conditioning Conference. – Norman, Oklahoma, USA. – 2004. – P. 165–182.
 15. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
 16. Redlich O.V., Kwong J.N.S. On the thermodynamics of solutions. An equation of state. Fugacities of gaseous solutions // Chem. review. – 1949. – V. 44. – № 1. – P. 233–244.
 17. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state // Ind. eng. chem. fundamen. – 1976. – V. 15. – P. 59–64.
 18. Cruz P.S., Horne R.N., Deutsch C.V. The quality map: a tool for reservoir uncertainty quantification and decision making // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, Texas, USA, 1999. – SPE 56578.
 19. Кааров Ж.З., Гаджиев М.Д. Разработка методов оптимизации размещения горизонтальных скважин в газовых и газоконденсатных залежах // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – 2020. – № 5-3 (44). – С. 73–77.
 20. Кааров Ж.З. Разработка методов оптимизации размещения горизонтальных скважин в газовых и газоконденсатных залежах // Инновации. Наука. Образование. – 2022. – № 49. – С. 1326–1331.
- Поступила: 18.01.2023 г.
Прошла рецензирование: 27.04.2023 г.*

Информация об авторах

Томский К.О., кандидат технических наук, заведующий базовой кафедрой нефтегазового дела Политехнического института (филиала) Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова.

Никитин Е.Д., студент кафедры электрификации и автоматизации горного производства Политехнического института (филиала) Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова.

Иванова М.С., кандидат химических наук, доцент базовой кафедры нефтегазового дела Политехнического института (филиала) Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова.

UDC 550.8.053

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF APPLYING HORIZONTAL WELLS FOR THE DEVELOPMENT OF RESERVES OF A GAS CONDENSATE FIELD WITH LOW FILTRATION AND CAPACITANCE PROPERTIES

Kirill O. Tomskiy¹,
kirilltom@mail.ru

Egor D. Nikitin¹,
egornd1998@gmail.com

Maria S. Ivanova¹,
ims.06@mail.ru

¹ Polytechnic Institute (branch) North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov,
14, Oyunsky street, Mirny, 678174, Russia.

The relevance of the study is caused by the complications that arise during the development of gas condensate fields for depletion with difficult thermobaric conditions associated with precipitation of a large amount of retrograde gas condensate in the pore space of the reservoir, and especially near production wells due to a drop in reservoir pressure, which ultimately can reduce productivity of wells twice of more times. At present, due to the development of technologies, the construction of horizontal wells has become a traditional method of increasing gas and condensate recovery, in which, by increasing the effective area of well drainage, drawdown values are significantly reduced at the same gas withdrawals or higher in comparison with vertical ones, which should also reduce the negative «condensate bank» effect with a cost-effective ratio of gas recovery factor to condensate recovery factor. In this regard, the issue of studying the effectiveness of applying the technology of horizontal wells in «complex» fields with an initial formation pressure close to or equal to the pressure of the onset of condensation with a high degree of heterogeneity, low reservoir properties and low thickness becomes relevant.

The main aim of the research is to evaluate the technologies for the operation of gas condensate fields by vertical and horizontal wells under various technological modes of operation of wells for the final gas and condensate recovery, as well as to study the nature of condensate precipitation in the pore space in the conditions of an oil and gas condensate field with low reservoir properties.

Object. The BU₃¹⁻² formation is characterized by a high content of heavy hydrocarbons in the composition of the formation gas, which begin to fall out immediately after the start of the operation of the object. The reservoir has a total thickness of 22 to 57 m, and the volume of gas-saturated rocks is 5463585 thousand m³, and the initial dry gas reserves are 130064 million m³.

Methods: geological and hydrodynamic modeling on the software product T-Navigator (Rock Flow Dynamics).

Results. It was found that a horizontal well with a perforated horizontal section of 1400 m is capable of producing as much gas as three vertical wells at multiple lower drawdown values, however, due to a larger drainage contour, condensate falls over a larger volume of the reservoir with a saturation below «critical» and therefore all the precipitated condensate becomes immobile, preventing gas from seeping to the bottom of the well and reducing the overall gas recovery factor/condensate recovery factor. It was also found that vertical wells under these initial conditions provide greater condensate production compared to horizontal wells, and more condensate is produced with a decrease in drawdown.

Key words:

gas condensate fields, horizontal wells, vertical wells, gas recovery factor, condensate recovery factor, reservoir properties.

REFERENCES

1. Abasov M.T., Orudzhaliev F.G. *Gazogidrodinamika i razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Gas hydrodynamics and development of gas condensate fields]. Moscow, Nedra Publ., 1989. 262 p.
2. Rodriguez F., Sancehs J., Galindo-Nava A. Mechanisms and main parameters affecting nitrogen distribution in the gas cap of the supergiant Akal reservoir in the Cantarell complex. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, 2004, SPE-90288-MS.
3. Holditch S.A., Spivey J., Wang J.Y. Case history of a tight and abnormally pressured gas condensate reservoir. *SPE California Regional Meeting*. California, USA, 1985. SPE-114044.
4. Afidick D., Kaczorowski N.J., Bette S. Production performance of retrograde gas reservoir: a case study of Arun field. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference*. Melbourne, Australia, 1994. SPE-28749-MS.
5. Fan Li, Harris L., Jamaluddin B.W., Kamath A.J., Mott J., Pope R., Shandrygin G.A., Whitson A., Curtis H. Understanding gascondensate reservoirs. *Oilfield Rev*, 2005, vol. 10, no. 4, pp. 16–25.
6. Ursin J.R. Fluid flow in gas condensate reservoirs: the interplay of forces and their relative strengths. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004, no. 4 (41), pp. 253–267.
7. Moses P.L., Wilson K. Phase equilibrium considerations in using nitrogen for improved recovery from retrograde condensate reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, vol. 33, no. 2, paper (SPE 7493).
8. Bergenov S.U., Chernova O.S., Zipir M.G. Methodology for estimating the expected start-up flow rates of horizontal wells on the example of gas condensate fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 3, pp. 207–212. In Rus.
9. Aliev Z.S., Marakov D.A. Influence of the transitional zone on the reliability of gas reserves and well productivity. *Oil and gas: experience and innovations*, 2017, vol. 1, no. 1, pp. 3–12. In Rus.
10. Fevang O., Whitson C.H. *Modeling gas-condensate well deliverability*. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 1996, vol. 11 (4), pp. 221–222.
11. Shandrygin A.N., Kazantsev M.A., Morev M.V., Badalov E.Z. Methodology for determining the productivity of horizontal wells based on well data from exploration wells in hydrodynamic modeling of gas condensate fields. *Science and Technology in the Gas Industry*, 2021, no. 2 (86), pp. 52–59. In Rus.
12. Sayed M.A., Muntasheri G.A. Mitigation of the effects of condensate banking: a critical review. *SPE Prod. Oper*, 2016, vol. 31 (02), pp. 85–102.
13. Nikolaev O.V., Shandrygin A.N., Baiburin R.A., Stonozhenko I.V., Guzhov K.N. Optimization of the design and operation modes of

- horizontal wells in gas condensate fields with difficult geological and climatic conditions. *Science and technology in the gas industry*, 2021, no. 2 (86), pp. 74–81. In Rus.
14. Hale P., Lokhandwala K. Advances in membrane materials provide new gas processing solutions. *Proceedings of the Laurance Reid Gas Conditioning Conference*. Norman, Oklahoma, USA, 2004. pp. 165–182.
 15. Brusilovskiy A.I. *Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza* [Phase transformations in the development of oil and gas fields]. Moscow, Graal Publ., 2002. 575 p.
 16. Redlich O., Kwong J.N.S. On the thermodynamics of solutions. Vol. An equation of state. Fugacities of gaseous solutions. *Chem. Review*, 1949, vol. 44, no. 1, pp. 233–244.
 17. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state. *Ind. eng. chem. Fundamen*, 1976, vol. 15, pp. 59–64.
 18. Cruz P.S., Horne R.N., Deutsch C.V. The quality map: a tool for reservoir uncertainty quantification and decision making. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, USA, 1999. SPE 56578.
 19. Kaarov Zh.Z., Gadzhiev M.D. Development of methods for optimizing the placement of horizontal wells in gas and gas condensate deposits. *International Journal of Humanities and Natural Sciences*, 2020, no. 5-3 (44), pp. 73–77. In Rus.
 20. Kaarov Zh.Z. Development of methods for optimizing the placement of horizontal wells in gas and gas condensate deposits. *Innovations. The science. Education*, 2022, no. 49, pp. 1326–1331. In Rus.

Received: 18 January 2023.

Reviewed: 27 April 2023.

Information about the authors

Kirill O. Tomskiy, Cand. Sc, head of the department, Polytechnic Institute (branch) North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov.

Egor D. Nikitin, student, Polytechnic Institute (branch) North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov.

Maria S. Ivanova, Cand. Sc, associate professor, Polytechnic Institute (branch) North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov.