DOI: 10.31660/0445-0108-2021-5-140-150

УДК 622.276.5

Комплексный подход к оценке эффективности уплотнения сетки скважин на Усть-Тегусском месторождении

Т. Ю. Дегтярева*, Р. Р. Мигманов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия
**e-mail: tydegtyareva@tnnc.rosneft.ru*

Аннотация. В статье рассмотрен опыт применения уплотнения сетки скважин на территории Западной Сибири. Приведено обоснование геологических и геолого-технических факторов, влияющих на эффективность уплотняющего бурения с последующим использованием секторной измельченной гидродинамической модели участка месторождения. С помощью выявленных критериев закартированы перспективные участки уплотняющего бурения скважин, а также установлено, что повышение детализации сетки гидродинамической модели позволяет уточнить локализацию остаточных запасов нефти. На основании полученных результатов гидродинамического моделирования сопоставлены варианты скорректированного проектного фонда скважин по накопленным и годовым показателям. Таким образом, оптимизирована программа уплотняющего бурения скважин. Реализация комплексного подхода выбора участков для уплотняющего бурения и использование детализированной гидродинамической модели данного участка позволяют повысить эффективность выработки остаточных извлекаемых запасов нефти, а также нивелировать риски по добыче нефти.

Ключевые слова: уплотняющее бурение; гидродинамическое моделирование; горизонтальные скважины; зарезка боковых горизонтальных стволов; уплотнение сетки скважин

An integrated approach to evaluating the effectiveness of infill drilling of the Ust-Tegusskoye field

Tatyana Yu. Degtyareva*, Ruslan R. Migmanov

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia
**e-mail: tydegtyareva@tnnc.rosneft.ru*

Abstract. The article considers the experience of using infill well patten in the territory of Western Siberia. The justification of geological and geotechnical factors affecting the efficiency of infill drilling with the subsequent use of a sector-crushed hydrodynamic model of the field site is given. With the help of the identified criteria, promising areas of infill drilling of wells are mapped, and it is established that increasing the detail of the grid of the hydrodynamic model makes it possible to clarify the localization of remaining oil in place. Based on the obtained results from the hydrodynamic model, variants of adjusted planned well count are compared according to accumulated and annual indicators. Thus, the infill well drilling program is optimized. The implementation of an integrated approach to the selection of sites for compaction drilling and the use of a detailed hydrodynamic model of this site allows to increase the production efficiency of recoverable remaining oil in place, as well as to level the risks of oil production.

Key words: infill drilling; hydrodynamic simulation; horizontal wells; horizontal sidetracking; infill well patten

Введение

В настоящее время уплотняющее бурение (УБ) нефтяными компаниями в Западной Сибири применяется избирательно. Однако данное направление в соответствующих геологических условиях имеет определенные перспективы для повышения уровня добычи нефти и увеличения нефтеотдачи [1].

Опыт применения уплотняющего бурения в Западной Сибири имеет компания ООО «Газпромнефть-Хантос» на Приобском месторождении, разрабатываемом в условиях ультранизкопроницаемого объекта $АС_{10-12}$ (южная часть) [2]. На Приобском месторождении в пределах центрального (исследуемого) участка пробурена 91 уплотняющая скважина. Накопленный отбор на одну скважину составил 8,3 тыс. т. В результате применения УБ выявлены весьма успешные показатели разработки: улучшение характеристики вытеснения нефти водой, стабилизация динамики роста накопленного водонефтяного фактора, рост темпов отбора во времени от начальных и текущих извлекаемых запасов. Анализ, проведенный авторами работы [2], показывает весьма успешные текущие и накопленные показатели разработки Приобского месторождения, полученные за счет ввода уплотняющих скважин.

На Урьевском месторождении, разрабатываемом компанией ПАО «Лукойл», применяется бурение боковых стволов (БС, ЗБС), как один из методов увеличения притока нефти. Основными объектами разработки являются пласты $ЮВ_1$ — верхняя юра и $БВ_6$ и $БВ_{10}$ — ачимовская толща. По объекту $ЮВ_1$ бурение боковых стволов начато с 2010 года, пробурен 31 БС. Средний входной дебит нефти — 13,6 т/сут, дебит жидкости — 29 т/сут, накопленная добыча нефти составила 194,1 тыс. т [3]. Применение данного подхода позволило повысить уровень добычи нефти и увеличить нефтеотдачу.

При эксплуатации нефтяных месторождений одним из основных параметров является выработка остаточных извлекаемых запасов, находящихся в недрах [4]. Один из путей доизвлечения нефти — сгущение сетки скважин за счет ввода новых скважин, а также бурения боковых горизонтальных стволов (ЗБГС) из эксплуатационного фонда скважин. На стадии проектирования уплотняющего бурения комплексно рассматривается перспективность планируемого участка по геологическим и геолого-техническим параметрам. Одним из основных критериев является наличие в зоне дренирования УБ остаточных извлекаемых запасов нефти, не разрабатываемых существующей сеткой скважин. Однако не всегда карты плотности остаточных запасов имеют приемлемую точность, что сказывается на эффективности планируемых мероприятий. Гидродинамические модели (ГДМ) с большим шагом сетки создают ситуацию, когда фронт вытеснения не имеет той требуемой резкости, то есть «размывается» [5, 6]. Одним из эффективных решений данной задачи является использование детальной секторной ГДМ, что позволяет получить уточненное распределение запасов нефти по слоям и по латерали, а также восстановить исторические темпы обводнения скважин [7–9].

Объект и методы исследования

Рассмотрим опыт уплотняющего бурения горизонтальными скважинами (ГС) на нефтяные залежи пластов $Ю_2$ и $Ю_4$ Усть-Тегусского месторождения, которое разрабатывается с 2009 года [10] по обращенной семиточечной системе с расстояниями между скважинами 600 × 600 м, ввод уплотняющих скважин осуществляется с 2019 года. В период 2019–2020 гг. пробурено 25 скважин в разрабатываемых зонах, из которых 8 скважин — новые скважины с горизонтальным окончанием и 17 скважин ЗБГС. Преимущественно скважины ЗБГС — это вторые стволы из добывающего фонда, но имеются также скважины, пробуренные из бездействующего или нагнетательного фонда скважин (в основном неэффективные, краевые скважины) [11]. Средний запускной дебит нефти в 2019 году составил 32 т/сут, а в 2020 году — 39 т/сут. Увеличение запускного дебита нефти в 2020 году частично обусловлено бурением ГС с большей длиной горизонтального ствола [12].

Выполнена аналитическая оценка фактической и прогнозной дополнительной добычи нефти по новым скважинам и ЗБГС в разрабатываемых зонах, а также оценено влияние на базовую добычу. В 2019 году интерференция скважин минимальна, поскольку бурение осуществлялось в зоны с меньшей плотностью сетки скважин (ПСС). Влияние интерференции за 5 лет составит 18 % от базовой добычи нефти (рис. 1).

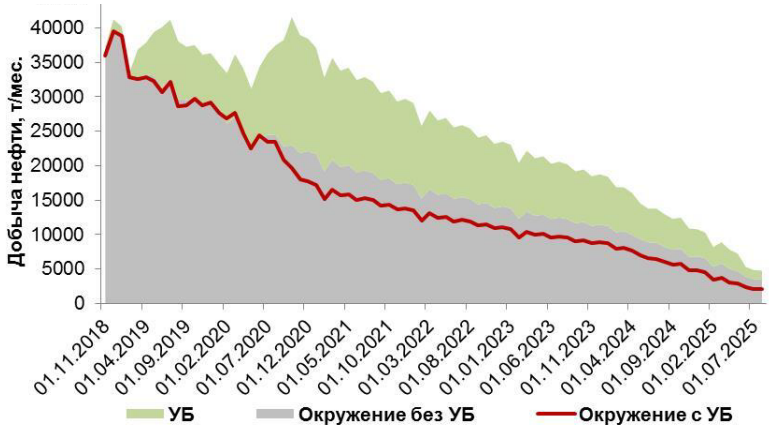


Рис. 1. ***Влияние интерференции уплотняющего бурения на базовую добычу нефти Усть-Тегусского месторождения***

Основным параметром при оценке эффективности УБ является дополнительная добыча нефти на пробуренную уплотняющую скважину [13]. Но поскольку скважины УБ на Усть-Тегусском месторождении работают непродолжительное время, в работе проанализированы запускные параметры и темпы падения добычи жидкости и нефти новых скважин по геологическим и геолого-технологическим параметрам, таким как пористость, проницаемость, проводимость, абсолютная отметка (АО) кровли коллектора, значение пластового давления (Рпл), текущая нефтенасыщенность пласта, текущая обводненность окружения, величина остаточных извлекаемых

запасов, плотность сетки скважин, расстояние до ближайшей добывающей и нагнетательной скважины. Дополнительно рассмотрены факторы: количество стадий гидроразрыва пласта, полудлина трещины и масса проппанта. Для анализа построены корреляционно-статистические зависимости запускных показателей от каждого из рассматриваемых параметров (рис. 2.). Указанные на графиках линии тренда определены по характеру расположения основной группы данных.

В результате анализа установлено, что на эффективность уплотняющего бурения влияют следующие факторы и рекомендованы наименьшие значения по ним:

- концентрация остаточных извлекаемых запасов (более 0,1 т/м^2);
- пластовое давление (более 170 атм);
- эффективность проходки по коллектору (от 150 м);
- значение АО кровли коллектора (выше –2 370 м);
- проницаемость пласта (от 25 мД);
- расстояние до нагнетательной скважины (от 400 м);
- количество реагирующих добывающих скважин и их текущие показатели;
- полудлина трещины (от 80 м).

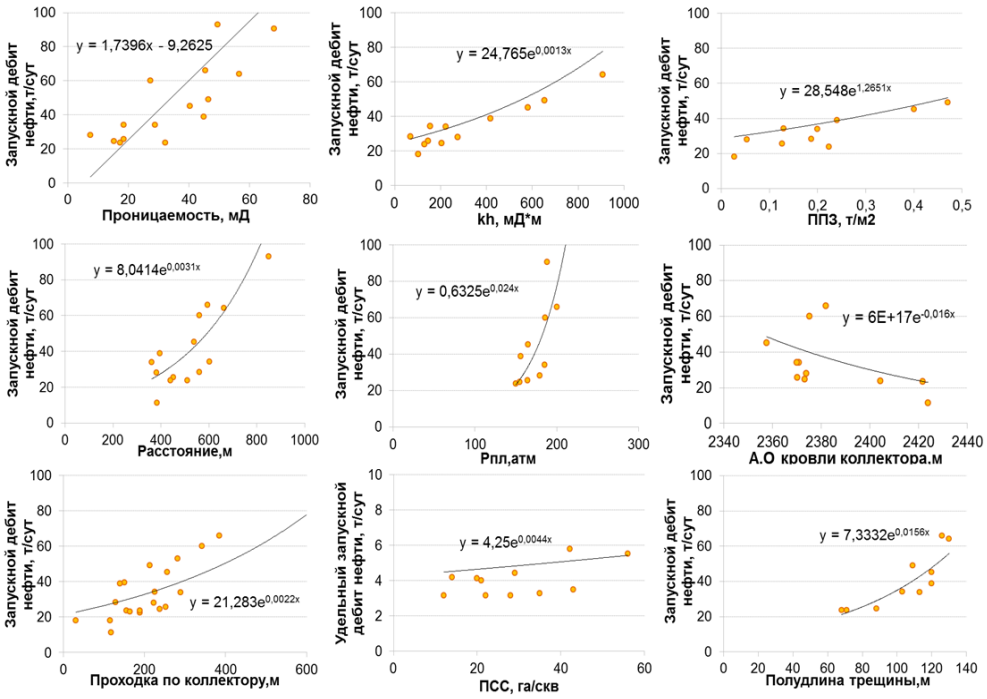
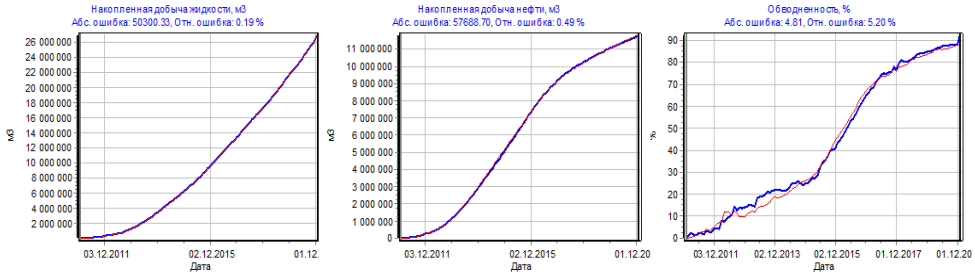


Рис. 2. ***Корреляционно-статистические зависимости эффективности уплотняющего бурения от различных параметров***

С целью оценки эффективности и повышения качества УБ за счет повышения локализации остаточных запасов произведено измельчение сетки ГДМ на вырезанном участке Усть-Тегусского месторождения, поскольку

грубая дискретизация сетки в численных расчетах «размывает» фронт вытеснения [14, 15]. Сетка увеличена в 4 раза по X и Y с помощью программного комплекса «Petrel» и функции «Grid Refiniment», по Z модель не изменена. Размеры ячеек разностной схемы до измельчения — 100 × 100 м, после — 25 × 25 м. Далее, для корректного анализа выработки запасов произведена адаптация модели с помощью изменения множителей по кубу проницаемости и кубу концевых точек относительных фазовых проницаемостей [16–19]. Также с целью воспроизведения резких скачков обводненности на скважинах осуществлена селективная настройка множителей проницаемостей по слоям разреза модели, где проходит скважина. Таким образом, создан контраст между пропластками. Произведенная адаптация позволила на последний расчетный шаг получить по 80 % скважин исследуемой области соответствие динамики обводненности с фактическими данными разработки. Результаты интегральной адаптации представлены на последний шаг модели (рис. 3, 4):

1) относительная ошибка по накопленной добыче жидкости — 0,19 %;
2) относительная ошибка по накопленной добыче нефти — 0,49 %;
3) относительная ошибка по обводненности — 5,20 %.



а) б) в)

Рис. 3. ***Результаты интегральной адаптации измельченной модели:*** *а) накопленная добыча жидкости; б) накопленная добыча нефти; в) обводненность*

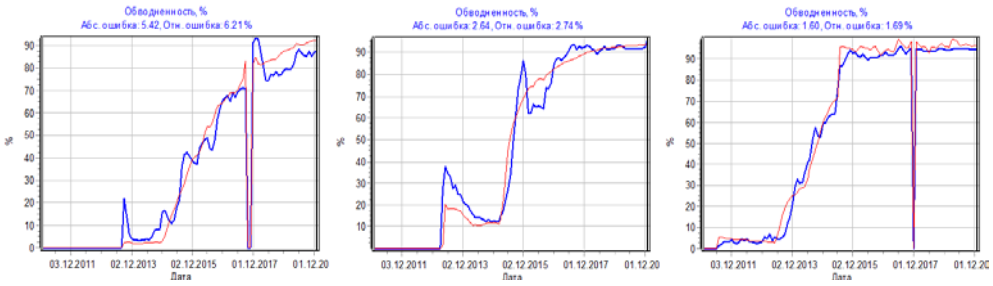
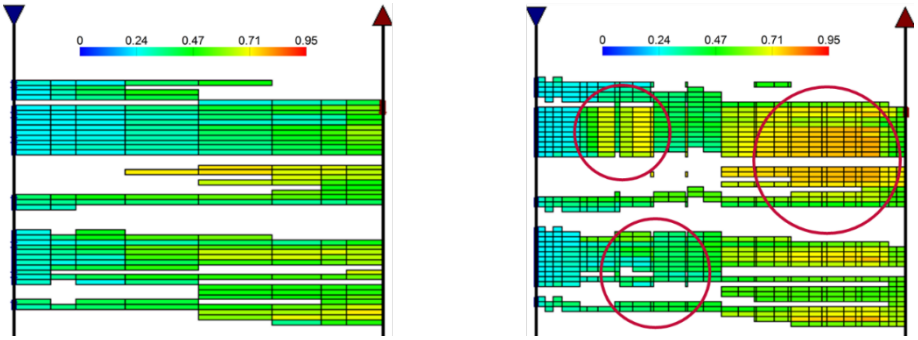


Рис. 4. ***Выборочные результаты настройки обводненности по скважинам***

Таким образом, при сравнении разрезов между скважинами на укрупненной и измельченной модели отчетливо появляются новые зоны концентрации запасов (рис. 5), что свидетельствует об изменении структуры модели и механизма выработки в результате проведенной детализации [20].



а) б)

Рис. 5. ***Куб нефтенасыщенности до измельчения (а) и после (б)***

Полученная измельченная модель позволила уточнить карту плотности подвижных запасов нефти, которая легла в основу для выделения перспективных участков УБ. В результате выполненного анализа закартированы зоны с помощью четырех карт (рис. 6):

1) карта Рпл по данным гидродинамических исследований скважин (более 150 атм);
2) карта кровли коллектора (АО скважины выше –2 370 м);
3) карта плотности подвижных запасов, уточненная с помощью ГДМ (более 0,1 т/м^2);
4) карта проводимости k · h (более 270 мД · м).

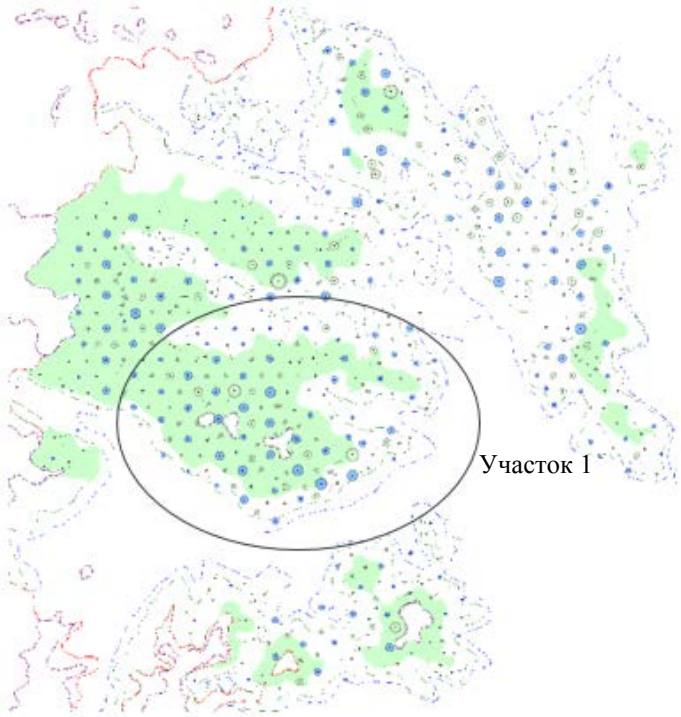


Рис. 6. ***Зоны перспективного бурения Усть-Тегусского месторождения***

Для оценки эффективности выделенных перспективных зон произведено сравнение трех вариантов УБ на примере участка 1 (см. рис. 6) с помощью ГДМ Усть-Тегусского месторождения (рис. 7–9).

1. Текущий проектный фонд на грубой модели месторождения (вариант 0);
2. Текущий проектный фонд на новой детализированной модели (вариант 1);
3. Оптимизированный фонд на детализированной модели (вариант 2).

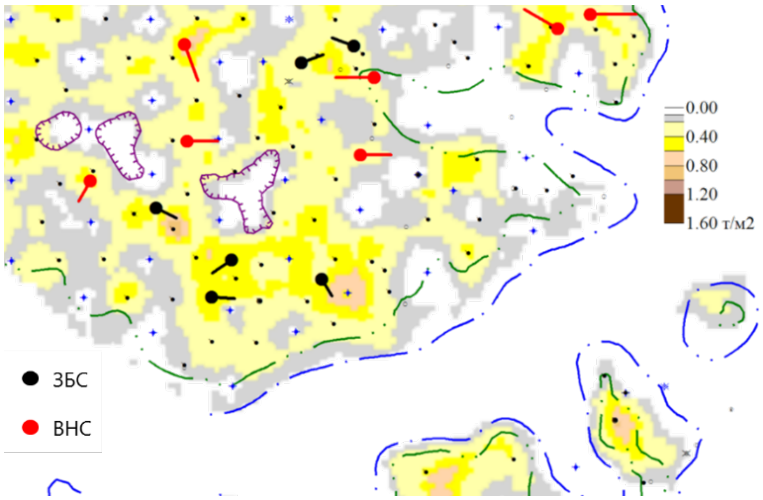


Рис. 7. ***Карта плотности подвижных запасов нефти на 01.02.2021 с текущим проектным фондом (ВНС и ЗБС) на грубой ГДМ (вариант 0)***

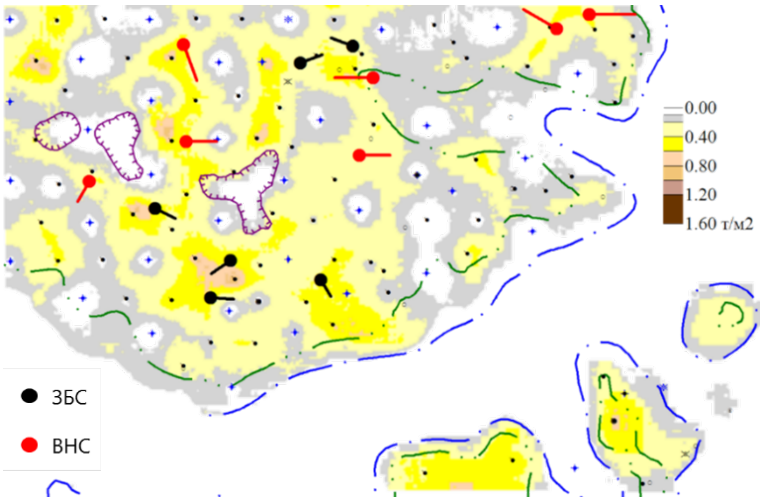


Рис. 8. ***Карта плотности подвижных запасов нефти на 01.02.2021 с текущим проектным фондом на детальной ГДМ (ВНС и ЗБС) (вариант 1)***

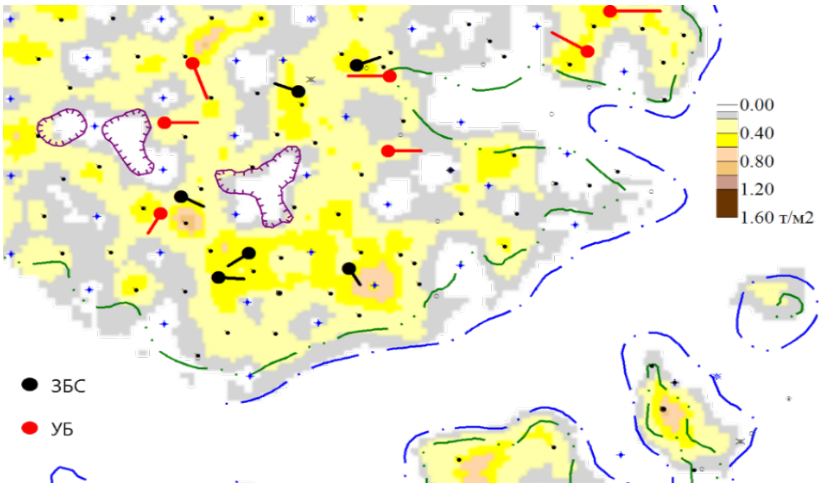


Рис. 9. ***Карта плотности подвижных запасов нефти на 01.02.2021 с уточненным проектным фондом на детальной ГДМ (ВНС и ЗБС) (вариант 2)***

Результаты

Результаты расчетов представлены в таблице.

Оценка добычи нефти по вариантам

Номер варианта	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Итого за 5 лет
	Добыча нефти, тыс. т					
0	44	72	80	61	53	**310**
1	41	66	70	56	46	**279**
2	58	84	85	66	55	**348**

Снижение уровня добычи нефти в варианте 1 по сравнению с вариантом 0 обусловлено тем, что произведено уточнение расчета. То есть разница в добыче в данном случае определяет риск, который может быть получен при планировании на грубой ГДМ. Таким образом, подтверждается необходимость в локализации подвижных запасов нефти за счет измельчения сетки ГДМ.

Выводы

1. С 2019 года на Усть-Тегусском месторождении пробурено 25 скважин уплотняющего бурения. Данное направление перспективно для применения на высокообводненном фонде скважин, для реализации ЗБГС и бурения горизонтальных скважин в недренируемые зоны с высокой концентрацией текущих подвижных запасов нефти.
2. Для повышения качества уплотняющего бурения установлены оптимальные геолого-технологические критерии применимости и детализирована ГДМ Усть-Тегусского месторождения, позволившая уточнить информацию о плотности подвижных запасов нефти.

3. Детализация сетки ГДМ и последующая селективная настройка множителей проницаемости по слоям не всегда показывают значительные результаты в силу высокой неоднородности пластов, что свойственно для объектов разработки Усть-Тегусского месторождения.

4. Уточненный проектный фонд на основе измельченной сетки позволил нивелировать риски по добыче нефти и дополнительно увеличить добычу нефти.

5. Применение предлагаемого комплексного подхода выбора участков для уплотняющего бурения позволяет повысить эффективность выработки остаточных извлекаемых запасов нефти на Усть-Тегусском месторождении.

Библиографический список

1. Черевко, М. А. Оценка перспектив избирательного уплотнения сетки скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения / М. А. Черевко, К. Е. Янин, А. Н. Янин. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2014. – № 6. – С. 24–29.
2. Эффективность уплотнения сетки скважин по ультранизкопроницаемым пластам Приобского месторождения / М. А. Черевко, А. Н. Янин, Р. А. Закирова, С. И. Грачев. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2015. – № 6. – С. 60–65.
3. Денисов, Ю. Г. Зарезка боковых стволов на Урьевском месторождении / Ю. Г. Денисов – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – Т. 14, № 6 (77). – С. 126–127.
4. Huang, Q. A New Approach of Infill Drilling Optimization for Efficient Transition to Future Pattern Flood Development / Q. Huang, H. Arii, A. A. Sadok [et al.]. – DOI 10.2118/183175-MS. – Text : electronic // SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, UAE, 2016. – URL: https://doi.org/10.2118/183175-MS. – Published: November, 07, 2016.
5. Мигманов, Р. Р. Детальная гидродинамическая модель как инструмент для повышения точности локализации остаточных запасов нефти на примере Усть-Тегусского месторождения / Р. Р. Мигманов, В. В. Овчаров // Сборник трудов 75-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2021» / Москва : Издательский центру РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2020. – С. 260–267.
6. Buckley, S. E. Mechanism of Fluid Displacement in Sands / S. E. Buckley, M. C. Leverett. – DOI 10.2118/942107-G. – Direct text // Transactions of the AIME. – 1942. – Vol. 146, Issue 01. – P. 107–116.
7. Самарский, А. А. Теория разностных схем : учебное пособие / А. А. Самарский. – Москва : Наука. 1977. – 656 с. – Текст : непосредственный.
8. Овчаров, В. В. Модификация функций относительных фазовых проницаемостей для регуляризации численного решения задачи вытеснения нефти водой / В. В Овчаров. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 102–105.
9. Овчаров, В. В. Обзор методов расчета и процедур корректировки кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамического моделирования залежей углеводородов / В. В. Овчаров. – Текст : непосредственный // Вестник кибернетики. – 2014. – № 1 (13). – С. 10–16.
10. Опыт применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях низкопроницаемых отложений тюменской свиты месторождений ООО «РН-Уватнефтегаз» / А. В. Аржиловский, А. С. Грищенко, Д. С. Смирнов [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-2-74-76. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 2. – С. 74–76.
11. Витевский, А. В. Анализ эффективности зарезок боковых стволов с проведением гидроразрыва пласта в скважинах Приразломного месторождения / А. В. Витевский, А. В. Свешников. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 57–59.

12. Горизонтальные скважины — их применение и статус в России / Дж. Д. Галливан, Т. Гуннингам, Р. Хотслаг [и др.]. – Текст : непосредственный // SPE Российская техническая нефтегазовая выставка и конференция. – Москва, 2008.

13. Закиров, С. Н. Анализ проблемы – «Плотность сетки скважин — нефтеотдача» / С. Н. Закиров. – Москва : ИД «Грааль», 2002. – 314 с. – Текст : непосредственный.

14. Закиров, Э. С. Проблемы численного моделирования разработки месторождений с использованием коммерческих симуляторов / Э. С. Закиров, И. М. Индрупский, Д. П. Аникеев. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 6. – С. 52–58.

15. Стрекалов, А. В. Теоретические основы гидродинамической модели конечных элементов в условиях образования неортогональных трещин / А. В. Стрекалов, С. К. Грачева, К. В. Ярославцев. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 2. – С. 65–71.

16. Stone, H. L. Rigorous Black Oil Pseudo Functions / H. L. Stone. – Text : electronic // SPE Symposium on Reservoir Simulation. – Anaheim, California, February. – URL: https://doi.org/10.2118/21207-ms. – Published: February, 17, 1991.

17. Saad, N. Effective Relative Permeability in Scale-Up and Simulation / N. Saad, A. S Cullick, M. M. Honarpour. – DOI 10.2118/29592-MS. – Direct text // SPE Joint Rocky Mountain Regional Meeting and Low Permeability reservoir Symposium. – Denver, U.S.A. – 1995. – P. 451–464.

18. Zarifi, A. H. Pseudo Relative Permeability Compensation for Numerical Dispersion / A. H. Zarifi, E. Sahraei, H. Parvizi. – DOI 10.1080/10916466.2010.503217. – Direct text // Petroleum Science and Technology. – 2012. – Vol. 30, Issue 15. – P. 1529–1538.

19. Юфин, П. А. Расчет модифицированных относительных фазовых проницаемостей для моделей месторождений с неоднородным коллектором / П. А. Юфин, С. В. Дмитриевская. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 2. – С. 35–39.

20. Сорокина, Т. В. Результаты вычислительных экспериментов для оценки влияния внутрипорового давления на ФЕС при заводнении / Т. В. Сорокина, И. Н. Стрижов, П. В. Пятибратов. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 5. – С. 10–14.

References

1. Cherevko, M. A., Yanin, K. E., & Yanin, A. N. (2014). Assessment of Perspectives of Well Pattern"s Selective Densing at Southern License Territory of Priobskoe Field. Burenie i neft', (6), pp. 24-29. (In Russian).

2. Cherevko, M. A., Janin, A. N., Zakirova, R. A., & Grachev, S. I. (2015) The Effectiveness of the Wells Netting Seal on Priobskoye Field Ultra Low-Permeability Layers. Drilling and oil, (6), pp. 60-65. (In Russian).

3. Denisov, Yu. G. (2018) Sidetracking at the Uryevskoye Field. Academic Journal of West Siberia, 14(6), pp. 126-127. (In Russian).

4. Huang, Q., Arii, H., Sadok, A., Baslaib., M., & Sasaki, A. (2016). A New Approach of Infill Drilling Optimization for Efficient Transition to Future Pattern Flood Development. SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November, 2016. (In English). Available at: https://doi.org/10.2118/183175-MS

5. Migmanov, R. R., & Ovcharov, V. V. (2021). Detailized simulation model as a tool to improve the accuracy of localization of residual oil reserves on the example of the Ust-Tegusskoye field. Proceedings of the 75th International Youth Scientific Conference "Oil and Gas - 2021", pp. 260-267 (In Russian). Available at: https://neftegaz.gubkin.ru/site/assets/files/4214/sbornik_trudov_ng2021.pdf (data of application: 16.09.2021)

6. Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1942). Mechanism of Fluid Displacement in Sands. Transactions of the AIME, 146(01), pp. 107-116. (In English). DOI: 10.2118/942107-G

7. Samarskiy, A. A. (1977). Teoriya raznostnykh skhem. Moscow, Nauka Publ., 656 p. (In Russian).

8. Ovcharov, V. V. (2014). Scaling of Relative Permeability Functions as a Method of Regularizing Numerical Solution of the Water-Oil Displacement Problem. Oil Industry, (3), pp. 102-105. (In Russian).

9. Ovcharov, V. V. (2014). Review of calculation and correction methods of relative permeability curves for reservoir simulation of hydrocarbon deposits. Proceeding in Cybernetics, (1(13)), pp. 10-16 (In Russian).

10. Arzhilosky, A. V., Grischenko, A. S., Smirnov, D. S., Kornienko, S. A., Baisov, R. R., Ovcharov, V. V., & Ziazev, R. R. (2021). A case study of drilling horizontal wells with multistage hydraulic fracturing in low-permeable reservoirs of the Tyumen formation at the fields of RN-Uvatneftegas. Oil Industry, (2), pp. 74-76. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2021-2-74-76

11. Vitevskiy, A. V., & Svechnikov, A. V. (2009). Analysis of sidetracks efficiency with hydraulic fracs on Prirazlomnoe field. Oil Industry, (11), pp. 57-59. (In Russian).

12. Gallivan, Dzh. D., Gunningam, T., Hotslag, R., & Kuramshin, R. M. (2008). Gorizontal'nye skvazhiny - ikh primenenie i status v Rossii. SPE Rossiyskaya tekhnicheskaya neftegazovaya vystavka i konferentsiya. Moscow. (In Russian).

13. Zakirov, S. N. (2002). Analiz problemy - "Plotnost' setki skvazhin - nefteotdacha". Moscow, Graal' Publ., 314 p. (In Russian).

14. Zakirov, E. S., Indrupsky, I. M., & Anikeev, D. P. (2016). Problem of numerical simulation of field's development using commercial simulation software. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, (6), pp. 52-58. (In Russian).

15. Strekalov, A. V., Gracheva, S. K., & Yaroslavtsev, K. V. (2012). Theory of the finite element hydrodynamic model in the conditions of creation of unorthogonal fractures in the producing formations. Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas, (2), pp. 65-70. (In Russian).

16. Stone, H. L. (1991). Rigorous Black Oil Pseudo Functions. SPE Symposium on Reservoir Simulation. Anaheim, California, February. (In English). Available at: https://doi.org/10.2118/21207-ms

17. Saad, N., Cullick, A. S., & Honarpour, M. M. (1995). Effective Relative Permeability in Scale-Up and Simulation. SPE Rocky Mountain Regional Meeting and Low Permeability Reservoir Symposium. Denver, U.S.A, pp. 451-464. (In English). DOI: 10.2118/29592-MS

18. Zarifi, A. H., Sahraei E., & Parvizi, H. (2012). Pseudo Relative Permeability Compensation for Numerical Dispersion. Petroleum Science and Technology, 30(15), pp. 1529-1538. (In English). DOI: 10.1080/10916466.2010.503217

19. Yufin, P. A., & Dmitrievskaya, S. V. (2010). Calculation of modified relative phase permeability for field models with heterogeneous collectors. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, (2), pp. 35-38. (In Russian)

20. Sorokina, T. V., Strizhov, I. N., & Pyatibratov, P. V. (2010). Results of computational experiments to assess influence of reservoir pressure on filtration and capacitive properties during water flooding. Oilfield Engineering, (5), pp. 10-14. (In Russian).

Сведения об авторах

Дегтярева Татьяна Юрьевна, *ведущий специалист отдела сопровождения разработки месторождений Восточного Увата, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: tydegtyareva@tnnc.rosneft.ru*

Мигманов Руслан Рамилевич, *специалист отдела сопровождения разработки месторождений Восточного Увата, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень*

Information about the authors

Tatyana Yu. Degtyareva, *Leading Specialist, Department of Field Development Support of Eastern Uvat, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: tydegtyareva@tnnc.rosneft.ru*

Ruslan R. Migmanov, *Specialist, Department of Field Development Support of Eastern Uvat, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen*