

УДК 622 + 553.982.2

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

Прогнозирование размещения горизонтальных и наклонно направленных скважин в зависимости от особенностей геологического строения низкопроницаемого пласта ЮС2

С.Е. Корепанов

ЛУКОЙЛ-Инжиниринг (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Пермская, 3а)

Forecasting the placement of horizontal and directional wells depending on the geological structure of the low-permeability formation YUS2

Stanislav E. Korepanov

LUKOIL-Engineering LLC (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 02.09.2024. Принята / Accepted: 30.09.2024. Опубликовано / Published: 31.10.2024

Ключевые слова:

горизонтальные скважины, наклонно направленные скважины, геологические характеристики, статистический анализ, низкопроницаемый пласт.

Рассматривается построение вероятностно-статистической модели на примере двух эталонных участков площади «Х», разбуренных горизонтальными и наклонно направленными скважинами. Модель включает проведение дискриминантного анализа в сочетании с построением как линейных, так и многомерных регрессионных зависимостей для прогнозирования мест заложения скважин в пределах неразбуренного участка и возможности прогноза начальных дебитов нефти.

Влияние геологического строения на размещение скважин анализируется с использованием *F*-критерия Стьюдента для сравнения средних значений. На основе выявленных различий в геологическом строении в местах пробуренных скважин был проведен дискриминантный анализ для определения факторов, влияющих на выбор типа скважин. Анализ показал, что участки отличаются по геологическому строению, а на размещение горизонтальных и наклонно направленных скважин влияют пористость, проницаемость и песчаность пласта.

Для типизации территории на зоны с различным геологическим строением был проведен линейный и многомерный регрессионный анализ. Линейный регрессионный анализ показал, что дебиты нефти в низкопроницаемых коллекторах дифференцируются на три класса с различным влиянием каждого параметра в каждом диапазоне дебитов. Многомерный регрессионный анализ позволил оценить комплексное влияние наиболее статистически значимых характеристик пласта на дебиты нефти и получить уравнения многомерной регрессии для прогнозирования дебитов нефти горизонтальных и наклонно-направленных скважин.

Keywords:

horizontal wells, directional wells, geological characteristics, statistical analysis, low-permeability formation.

This study investigates the construction of a probabilistic-statistical model using two reference areas of field X, drilled with horizontal and deviated wells. The model involves discriminant analysis combined with the development of both linear and multivariate regression relationships to predict well locations within the undrilled area and potentially forecast initial oil production rates.

The impact of geological structure on well placement is analyzed using a t-test for comparing means. Based on identified differences in the geological structure at well locations, discriminant analysis was conducted to determine the factors influencing well type selection. The analysis revealed that the areas differ in geological structure, and porosity, permeability, and sand content of the formation influence the placement of horizontal and deviated wells.

Linear and multivariate regression analysis was performed to classify the territory into zones with distinct geological structures. Linear regression analysis indicated that oil production rates in low-permeability reservoirs are differentiated into three classes with varying parameter influences within each production rate range. Multivariate regression analysis enabled the assessment of the combined influence of the most statistically significant formation characteristics on oil production rates and provided multivariate regression equations for predicting oil production rates of horizontal and deviated wells.

© Корепанов Станислав Евгеньевич – инженер (тел.: +007 (909) 730 24 02, e-mail: zzcyclikzz4@gmail.com).

© Stanislav E. Korepanov – Engineer at the Department of hydrodynamic modeling of deposits in the European part of the Russian Federation (tel.: +007 (909) 730 24 02, e-mail: zzcyclikzz4@gmail.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Корепанов, С.Е. Прогнозирование размещения горизонтальных и наклонно направленных скважин в зависимости от особенностей геологического строения низкопроницаемого пласта ЮС2 / С.Е. Корепанов // Недропользование. – 2024. – Т.24, №4. – С.186–193. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.2

Please cite this article in English as:

Korepanov S.E. Forecasting the placement of horizontal and directional wells depending on the geological structure of the low-permeability formation YUS2. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.4, pp.186-193. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.2

Введение

В работах многих исследователей подчеркивается необходимость комплексного изучения геологического строения низкопроницаемых пластов, поскольку дебиты скважин на таких объектах в значительной степени зависят от геологического строения [1–6]. В настоящем исследовании для анализа были выделены два эталонных участка низкопроницаемого пласта ЮС2, расположенные в северо-западной и юго-восточной частях площади «Х» (рис. 1).

Для первоначального изучения влияния геологического строения на размещение горизонтальных и наклонно направленных скважин были взяты следующие геологические характеристики пласта: пористость (K_p , %), проницаемость ($K_{пр}$, 10^{-3} мкм²), песчанистость ($K_{песч}$, доли ед.), эффективная нефтенасыщенная толщина пласта ($h_{эф.н.н}$, м), абсолютная отметка кровли пласта (А.о, м) в северо-западной и юго-восточной частях участка «Х» [7–13]. Выборка включала 34 наклонно направленные и 11 горизонтальных скважин. На основании исследований многих авторов предполагается, что перечисленные характеристики пласта оказывают существенное влияние на место заложения горизонтальных и наклонно направленных скважин [14–16]. Для этой проверки был выполнен анализ по t -критерию Стьюдента и критерию χ^2 , а также рассчитаны средние значения геологических характеристик, результаты которых представлены в таблице.

Анализ средних значений показывает, что геологические характеристики групп скважин статистически отражают различие геологического строения в местах размещения горизонтальных и наклонно направленных скважин.

Стоит отметить, что гипсометрическое положение на размещение горизонтальных и наклонно направленных скважин не оказывает влияния. В то же время наклонно направленные скважины располагаются в более пористой части пласта с лучшими фильтрационными свойствами, а также в участках повышенных эффективных нефтенасыщенных толщин относительно горизонтальных скважин. Это доказывает, что дифференциация разбуренности горизонтальными и наклонно направленными скважинами происходит благодаря данным параметрам, следовательно, прогнозировать дальнейшее разбуривание территории необходимо, ориентируясь на данные параметры.

Изучение влияния геологического строения на дебиты скважин при помощи вероятностно-статистических методов

Подтверждение гипотезы о влиянии геологического строения на размещение горизонтальных и наклонно направленных скважин позволяет выдвинуть гипотезу, что на их дебит также оказывает влияние геологическое строение, причем в каждом диапазоне дебитов нефти ключевую роль играют различные геологические характеристики [17–20].

Для исследования взаимовлияния геологических характеристик на дебит нефти были построены линейные уравнения регрессии для выборки, отсортированной по возрастанию дебитов. Всего было построено пять зависимостей: $q_n = f(K_p)$, $q_n = f(K_{пр})$, $q_n = f(K_{песч})$, $q_n = f(A.o)$ и $q_n = f(h_{эф.н.н})$. Первая модель строилась на основе трех ($n = 3$) определений дебита нефти, начиная с минимальных его значений. Следующая модель включала уже данные четырех ($n = 4$) определений дебитов скважин, и так до последней скважины в выборке ($n = 34$).

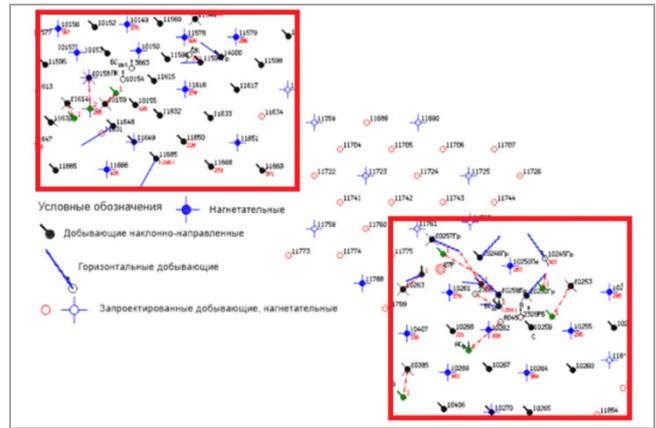


Рис. 1. Схема размещения скважин

Средние значения геологических характеристик

Параметр	Среднее горизонтальных скважин	Среднее наклонно направленных скважин	t -критерий p -уровень χ^2 -критерий
K_p , %	15,3	17,7	$\frac{4,1}{0,0001}$ 17,1
$K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²	5,2	10,7	$\frac{3,7}{0,0005}$ 11,73
$K_{песч}$ доли ед	0,33	0,43	$\frac{4,0}{0,002}$ 10,4
$h_{эф.н.н}$ М	6,5	8,6	$\frac{2,7}{0,009}$ 5,71
А.о, м	-2657,5	-2667,1	$\frac{-1,5}{0,14}$ 1,2

По полученным значениям свободных членов, угловых коэффициентов при K_p , $K_{пр}$, $K_{песч}$, А.о, уровням значимости и t -критериям Стьюдента уравнений регрессии были построены соответствующие графики зависимости дебита нефти от перечисленных параметров для каждой геологической характеристики (рис. 2–6).

Полученные графики специфически характеризуют взаимосвязь коэффициента открытой пористости и дебита нефти в разных диапазонах пористости. Разрывы, перерывы и кривизна на графиках отражают изменение структуры порового пространства в разных диапазонах и его влияние на дебит нефти. Анализ графиков позволяет выделить три класса с различным влиянием порового пространства на дебит нефти: первый класс слабого влияния до 20 т/сут, среднего влияния – 20–26 т/сут, и сильного влияния – 26–36 т/сут.

Полученные графики показывают влияние фильтрационных свойств коллектора на дебиты нефти в различных диапазонах. Можно заметить, что проницаемость пласта не оказывает влияния на дебиты нефти до 19 т/сут, однако ее роль возрастает для скважин с дебитом нефти 19–36 т/сут.

По полученным графикам можно сказать, что влияние песчанистости аналогично влиянию пористости: выделяются зоны слабого влияния – до 20 т/сут, где дебит нефти контролируется другими геологическими факторами среднего влияния – 20–26 т/сут, и сильного влияния – 26–36 т/сут.

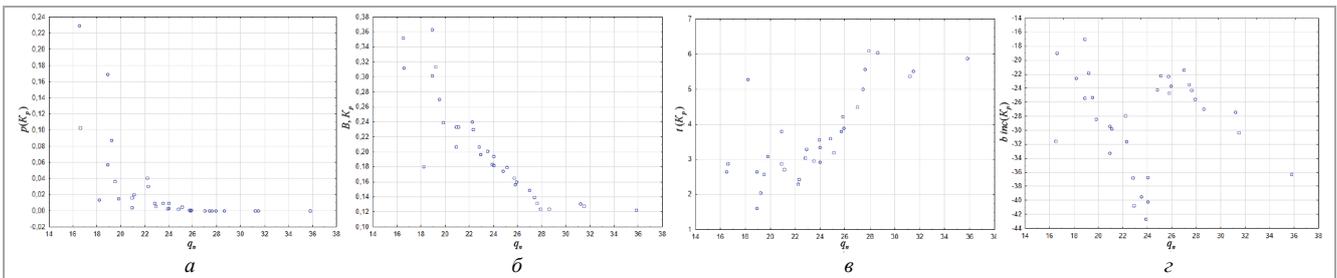


Рис. 2. Изменение значений: a – уровня значимости; b – углового коэффициента; γ – t -критерия; δ – свободного члена в уравнениях регрессии $q_n = f(K_n)$

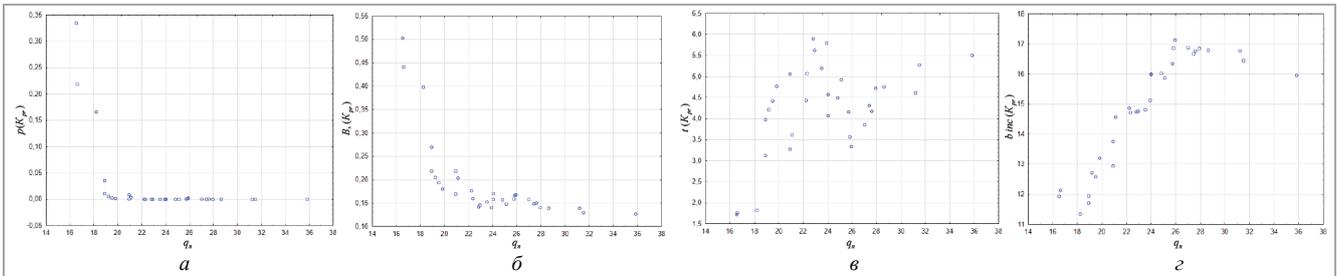


Рис. 3. Изменение значений: a – уровня значимости; b – углового коэффициента; γ – t -критерия; δ – свободного члена в уравнениях регрессии $q_n = f(K_{пр})$

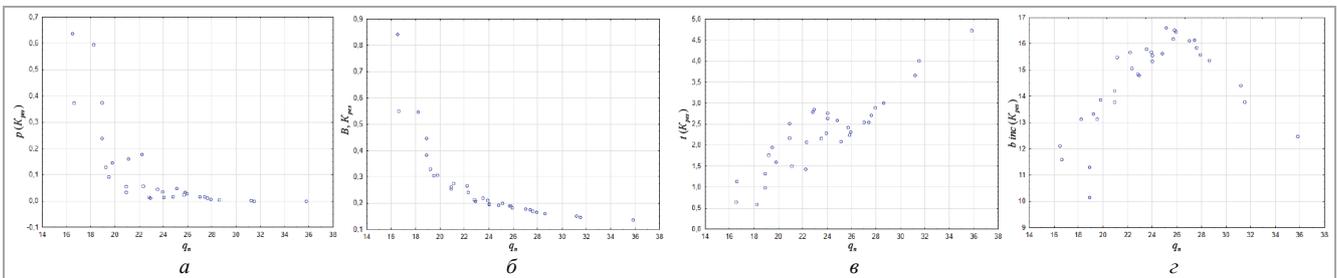


Рис. 4. Изменение значений: a – уровня значимости; b – углового коэффициента; γ – t -критерия; δ – свободного члена в уравнениях регрессии $q_n = q_n = f(K_{песч})$

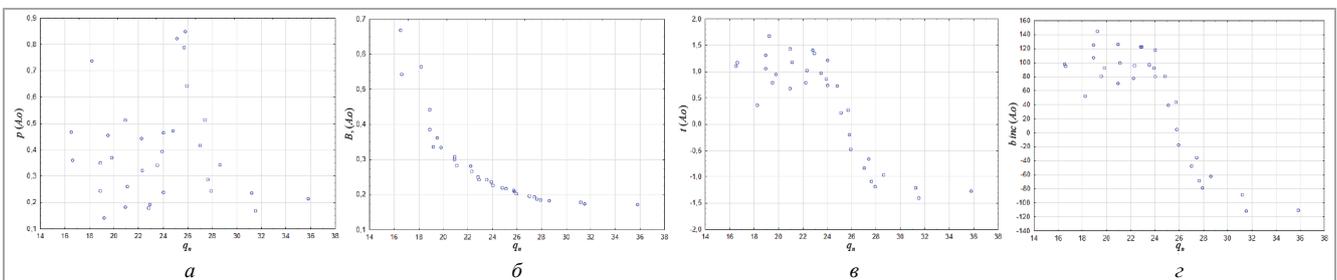


Рис. 5. Изменение значений: a – уровня значимости; b – углового коэффициента; γ – t -критерия; δ – свободного члена в уравнениях регрессии $q_n = q_n = f(A.o)$

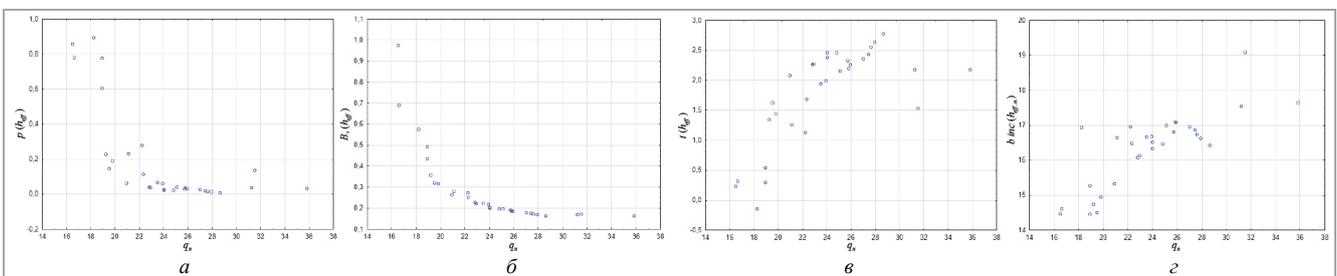


Рис. 6. Изменение значений: a – уровня значимости; b – углового коэффициента; γ – t -критерия; δ – свободного члена в уравнениях регрессии $q_n = q_n = f(h_{эфф.н.н})$

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что гипсометрическое положение кровли пласта не оказывает значимого влияния на дебиты нефти при различных их диапазонах, поскольку уровень значимости при любых дебитах нефти больше $p = 0,05$.

По полученным графикам можно заметить зоны влияния эффективной нефтенасыщенной толщины пласта на дебиты нефти: зона слабого влияния – до 24 т/сут, зона сильного влияния – 24–30 т/сут, и зона среднего влияния – 30–36 т/сут.

Таким образом, в результате анализа всех геологических характеристик можно выделить три зоны влияния геологического строения на дебиты скважин: зону слабого влияния (до 20 т/сут) – данный диапазон дебитов можно отнести к классу низкодебитных скважин, зону среднего влияния – 20–26 т/сут, что соответствует среднедебитному классу, и зону сильного влияния (26–36 т/сут) – высокодебитные скважины.

Полученные результаты коррелируют с работами многих авторов по изучению влияния геологического строения на дебиты скважин в низкопроницаемых пластах [21–25].

Для оценки комплексного влияния геологических характеристик на дебит нефти была построена многомерная регрессионная зависимость с включением геологических характеристик на каждом шаге, когда в модель были включены все определения дебитов нефти ($n = 34$). Таким образом, первое уравнение включало только один геологический параметр ($m = 1$), второе уравнение – два параметра ($m = 2$), и так далее до включения всех параметров в анализ ($m = 5$). В результате включения всех переменных в многомерный регрессионный анализ было получено следующее уравнение [26–30]:

$$q_{н.нач.} = -116,9 + 1,39 \cdot K_{п} + 0,32 \cdot K_{пр} + 21,46 \cdot K_{песч} - 0,37 \cdot h_{эфф}, (r = 0,87).$$

Полученные геологические параметры в уравнении оказывают наибольшее влияние на дебит нефти. Для оценки достоверности моделирования выполнены вычисления дебитов нефти по полученной формуле, которые сопоставлены с фактическими дебитами (рис. 7, а), а также был построен график зависимости коэффициента корреляции r от различных диапазонов дебита нефти (рис. 7, б). Методика оценки была следующая: на первом шаге анализа модель включала пять определений дебита нефти ($n = 5$), на следующем – шесть ($n = 7$), и так до включения в модель всех определений ($n = 34$).

По данным рис. 6 можно заметить, что для низкодебитных скважин, испытывающих слабое влияние геологического строения, накопленная корреляция снижается с 0,98 до 0,78 доли ед. С переходом в зону средне- и высокодебитных скважин значение накопленной корреляции возрастает с 0,78 до 0,88 доли ед., что указывает на большую работоспособность полученной модели.

Для исследования взаимовлияния геологических характеристик на дебит нефти горизонтальных скважин были построены линейные уравнения регрессии для выборки, отсортированной по возрастанию дебитов, аналогично и для наклонно направленных скважин.

По полученным значениям свободных членов, угловых коэффициентов, уровней значимости и t -критериев Стьюдента уравнений регрессии при $K_{пр}$, $H_{эфф.н.н}$, $K_{п}$, $K_{песч}$ были построены соответствующие графики зависимости дебита нефти от перечисленных параметров для каждой геологической характеристики (рис. 8).

Полученные результаты указывают на влияние песчаности на всем диапазоне дебитов нефти представленной выборки и более слабое влияние пористости и проницаемости, которые, в свою очередь, оказывают влияние на дебиты скважин от 40 т/сут. В целом по группе горизонтальных скважин можно выделить зону низкодебитных скважин со слабым

влиянием геологического строения в диапазоне 20–40 т/сут и высокодебитные скважины с сильным влиянием геологического строения с дебитами нефти более 40 т/сут.

Таким образом, наиболее статистически значимыми параметрами при определении дебита нефти горизонтальных скважин являются $K_{пр}$, $K_{п}$ и $K_{песч}$. В связи с этим необходимо применение многомерного регрессионного анализа, позволяющего оценить комплексное влияние данных параметров на дебит нефти.

Комплексное влияние характеристик оценено с помощью построения уравнений множественной регрессии и анализа накопленной корреляции. Графически результаты представлены на рис. 9.

Полученные результаты указывают, что модель обладает хорошими прогностическими свойствами, поскольку на всех диапазонах дебита нефти коэффициент корреляции находится на высоком уровне – более 0,92 доли ед. [31–34]. Также по полученному уравнению регрессии можно оценивать прогнозные дебиты горизонтальных скважин.

$$q_{н.нач.} = -318,8 + 3,13 \cdot K_{пр} + 18,61 \cdot K_{п} + 43,53 \cdot K_{песч}$$

при $r = 0,96$.

Обоснование мест заложения горизонтальных и наклонно направленных скважин

В работах многих авторов отмечается влияние геологического строения на выбор способа разработки низкопроницаемых пластов как горизонтальными, так и наклонно направленными скважинами.

Для комплексной оценки влияния геологического строения на выбор заложения скважин предлагается провести линейный дискриминантный анализ с пошаговым включением переменных, позволяющий вводить переменные в модель постепенно, одну за другой, каждый раз выбирая переменную, вносящую наибольший вклад в дискриминацию [31–35]. В качестве переменных для дискриминантного анализа были использованы ранее описанные геологические характеристики пласта, таким образом, общий объем обучающей выборки составил 45 скважин из двух эталонных участков.

В результате проведения анализа была получена следующая модель, которая включает две дискриминантные функции:

$$\text{Root1} = -8,55 + 0,343 \cdot K_{п} + 0,094 \cdot K_{пр} + 4,337 \cdot K_{песч}$$

при $R^2 = 0,593$, $\chi^2 = 25,98$, $p = 0,0002$;

$$\text{Root2} = 20,42 - 1,337 \cdot K_{п} + 0,269 \cdot K_{пр} + 0,833 \cdot K_{песч}$$

при $R^2 = 0,411$, $\chi^2 = 7,77$, $p = 0,02$.

Полученные функции являются статистически значимыми, что подтверждается уровнем значимости и величинами χ^2 . Исходя из статистических параметров, можно сделать вывод, что наиболее статистически значимой является функция Root 1, что также видно на графике корней дискриминантных функций.

Из всех наклонно направленных скважин 94,1 % были классифицированы верно, доля достоверности в горизонтальных скважинах достигает 75 %, что свидетельствует о высокой надежности полученной модели.

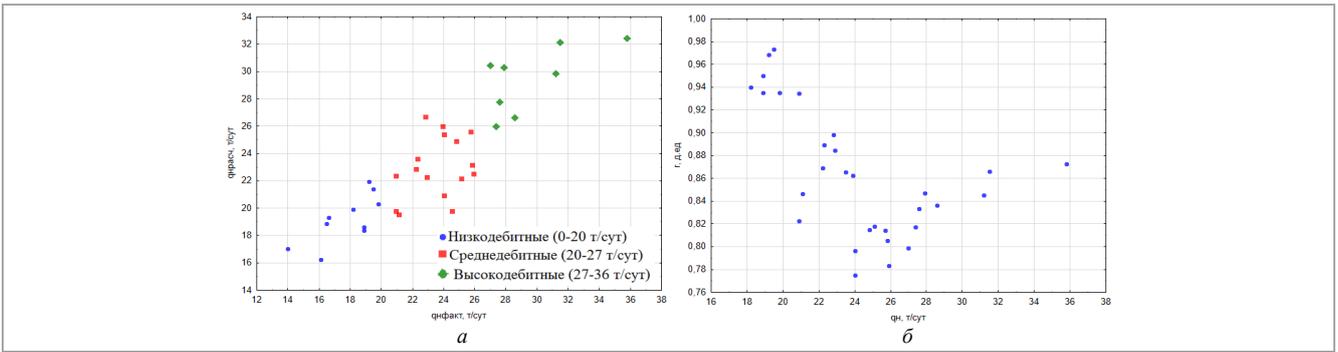


Рис. 7. *a* – Поле корреляции между рассчитанными и фактическими дебитами нефти; *б* – график изменения коэффициента корреляции на различных диапазонах дебита нефти

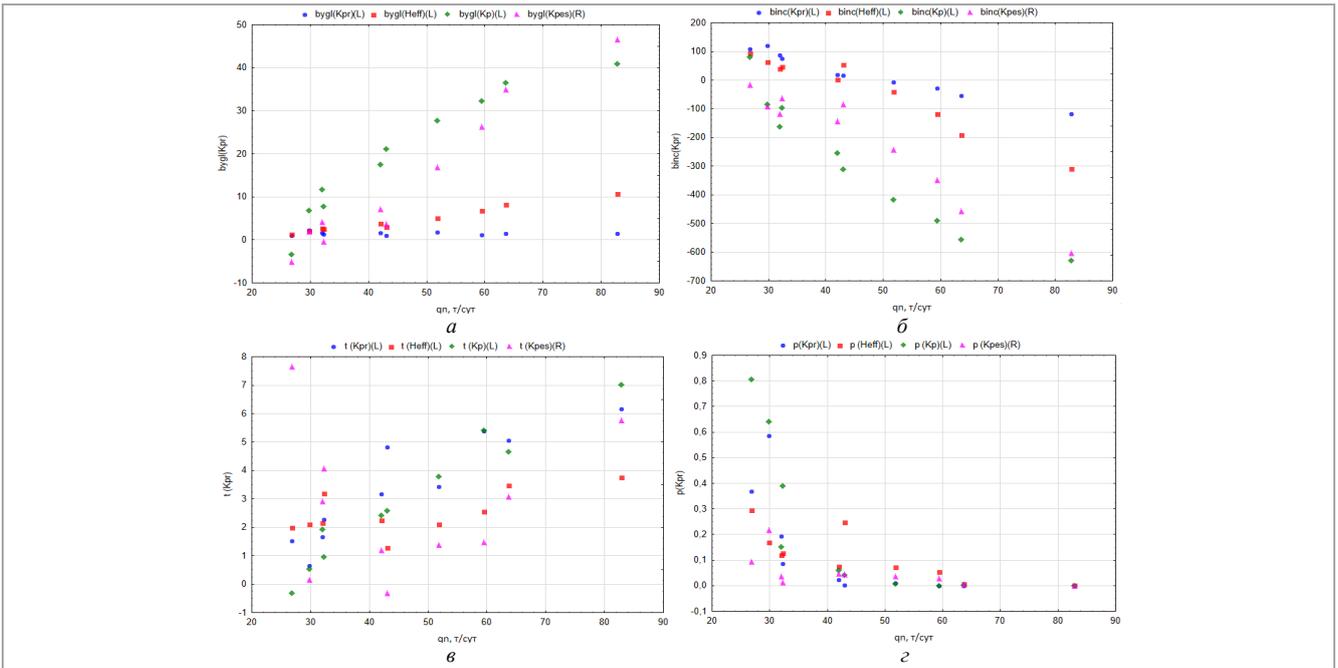


Рис. 8. Изменение значений: *a* – углового коэффициента; *б* – свободного члена; *в* – *t*-критерия; *г* – уровня значимости в уравнениях регрессии $q_n = q_n = f(K_{пр}), f(H_{эф.н.н}), f(K_n), f(K_{песч})$

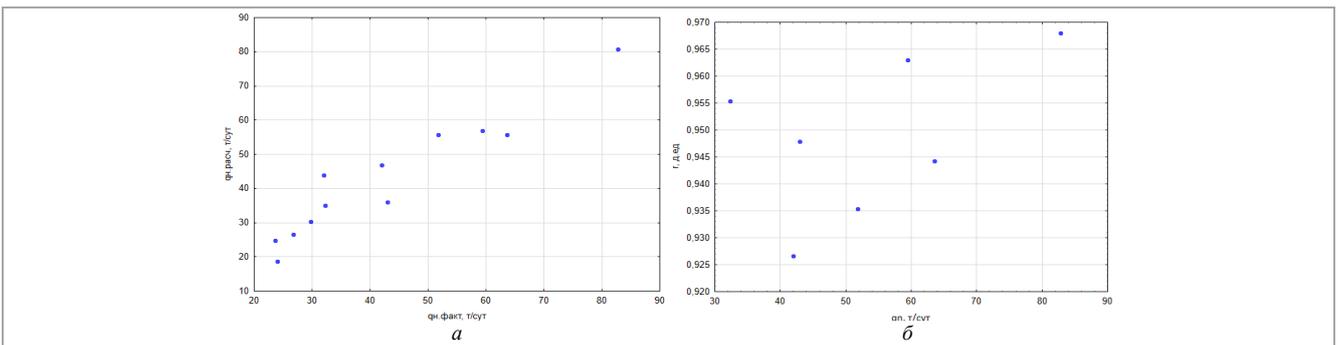


Рис. 9. Поле корреляции между рассчитанными и фактическими дебитами нефти (*a*); график изменения коэффициента корреляции на различных диапазонах дебита нефти (*б*)

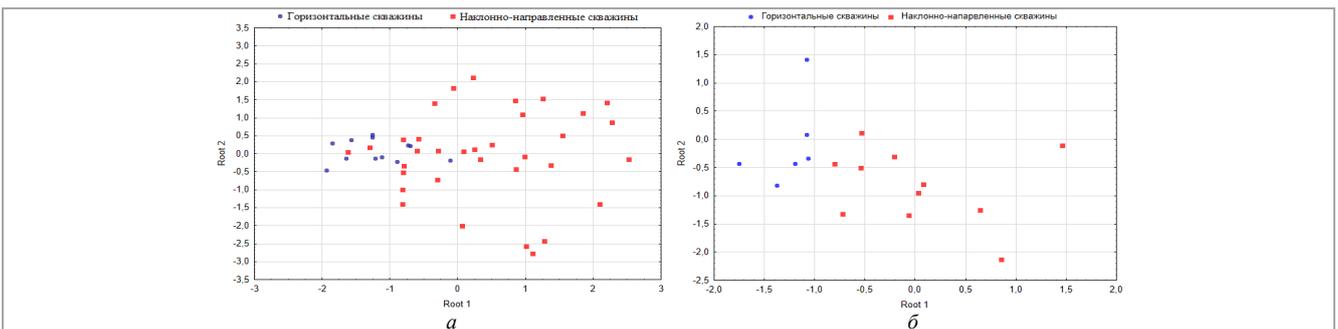


Рис. 10. График корней дискриминантных функций: *a* – эталонный участок; *б* – прогнозный участок

В результате последовательного включения всех предложенных геологических характеристик в дискриминатный анализ можно заметить, что уравнение сформировано, исходя из последовательного расположения наиболее значимых геологических параметров в уравнении, влияющих на дискриминацию скважин на класс. На первом шаге в работу включается показатель $K_{\text{п}}$, затем $K_{\text{пр}}$ и $K_{\text{песч}}$ [36, 37]. Проведенный анализ позволяет на статистическом уровне обосновать дискриминацию скважин на горизонтальные и наклонно направленные, исходя из их геологического строения, а также классифицировать неразбуренный участок (рис. 10).

В пределах прогнозного участка из 17 запроектированных скважин по полученным линейным дискриминантным функциям 6 скважин были классифицированы как горизонтальные, а 11 как наклонно направленные (рис. 11).

На представленной карте можно отметить разделение на две зоны с различными вероятностями. Первая зона ($p < 0,5$) соответствует наблюдениям, относящимся к горизонтальным скважинам, тогда как вторая зона ($p > 0,5$) характеризуется наблюдениями, связанными с наклонно направленными скважинами. Эти зоны были определены на основе апостериорных вероятностей дискриминации скважин по классам, что наглядно демонстрирует распределение вероятностей для разных типов скважин рассматриваемой территории [38–41].

Заключение

В данной работе проведено комплексное исследование влияния геологического строения на размещение и дебиты горизонтальных и наклонно направленных скважин на примере низкопроницаемого пласта ЮС2 месторождения «Х».

Результаты дискриминатного анализа показали, что геологическое строение оказывает значительное влияние на выбор места заложения скважин. Наиболее значимыми геологическими характеристиками, влияющими на этот выбор, являются пористость, проницаемость и песчаность пласта. Классификация скважин по данным параметрам позволила с высокой точностью разделить их на горизонтальные и наклонно направленные, подтверждая высокую надежность модели.

Анализ линейных и многомерных регрессионных зависимостей показал, что влияние геологических характеристик на дебит нефти существенно различается в разных диапазонах дебитов. Для низкодебитных скважин (до 20 т/сут) влияние

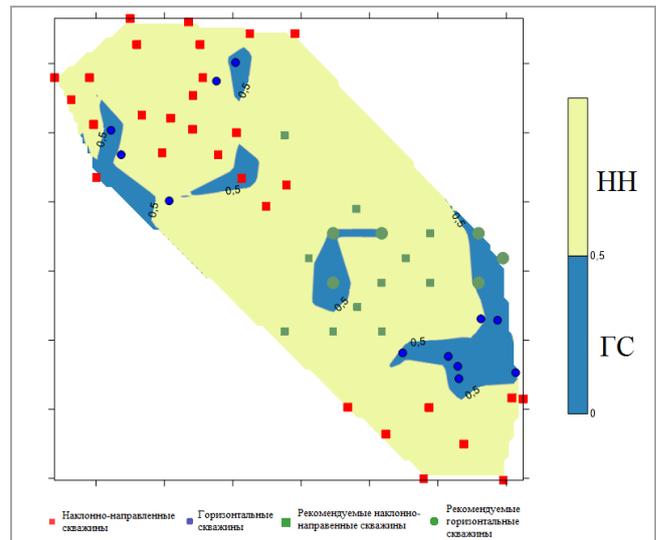


Рис. 11. Карта распределения апостериорных вероятностей

геологического строения минимально, тогда как для среднедебитных (20–26 т/сут) и высокодебитных (26–36 т/сут) скважин оно значительно возрастает. В горизонтальных скважинах песчаность оказалась наиболее влиятельной характеристикой на всем диапазоне дебитов нефти, тогда как пористость и проницаемость играют более значимую роль при дебитах свыше 40 т/сут.

Многомерный регрессионный анализ подтвердил, что наиболее статистически значимыми параметрами при определении дебита нефти горизонтальных скважин являются пористость, проницаемость и песчаность, в наклонно направленных скважинах также влияет эффективная нефтенасыщенная толщина пласта. Построенные уравнения регрессии и анализ накопленной корреляции продемонстрировали высокую прогностическую способность полученных моделей – коэффициент корреляции более 0,92 доли ед. на всех диапазонах дебитов нефти в горизонтальных скважинах и более 0,78 доли ед. в наклонно направленных скважинах.

Таким образом, проведенное исследование обосновывает необходимость комплексного подхода к изучению геологического строения низкопроницаемых пластов для рационального планирования разработки месторождений. Полученные результаты могут быть использованы для прогнозирования дебитов нефти и выбора оптимальных мест заложения скважин, что подтверждается высокой точностью и надежностью разработанных моделей.

Библиографический список

1. Что выбрать для освоения низкопроницаемых водонефтяных зон—горизонтальные стволы с многостадийным гидроразрывом пласта или многозабойные скважины? / П.В. Ермаков [и др.] // Экспозиция. Нефть Газ. – 2022. – № 8. – С. 82–86. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-82-86
2. Мартынов, К.С. Особенности применения и строительства горизонтальных скважин при разработке федоровского месторождения / К.С. Мартынов // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин. – 2015. – С. 175–178.
3. Сучков, Б.М. Горизонтальные скважины / Б.М. Сучков. М.; Ижевск: Изд-во НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 424 с.
4. Разработка нефтяных месторождений наклонно направленными скважинами / В.С. Евченко, Н.П. Захарченко, Я.М. Каган [и др.]. – М.: Недра, 1986. – 278 с.
5. Cinco, L.H. Transient pressure behavior for a well with a finite-conductivity vertical fracture / L.H. Cinco, V.F. Samaniego, A.N. Dominguez // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1978. – Vol. 18, № 04. – С. 253–264. DOI: 10.2118/6014-PA
6. Способ разработки нефтяных низкопроницаемых залежей, основанный на применении горизонтальных скважин с продольными трещинами гидроразрыва пласта / Н.М. Николаев [и др.]. – 2018.
7. Павельева, О.Н. Технологический анализ эффективности применения ГС с ГРП в сравнении с ННС на Приобском месторождении / О.Н. Павельева, А.О. Басов, Ю.Н. Павельева // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 201–203.
8. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва / Р.Р. Галеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 62–65.
9. Оптимизация строительства горизонтальных и наклонно направленных скважин за счет применения каротажа в процессе бурения / В.В. Андреев, П.В. Гребнев, М.В. Латыпов. – 2021.
10. Giger, F.M. Low-permeability reservoirs development using horizontal wells / F.M. Giger // SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium. – SPE, 1987. – P. SPE-16406-MS. DOI: 10.2118/16406-MS
11. Chengzao, J. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development / J. Chengzao, M. Zheng, Y. Zhang // Petroleum Exploration and Development. – 2012. – Vol. 39, № 2. – P. 139–146. DOI: 10.1016/S1876-3804(12)60026-3
12. Onwunalu, J.E. A new well-pattern-optimization procedure for large-scale field development / J. E. Onwunalu, L.J. Durlofsky // SPE journal. – 2011. – Vol. 16, № 03. – С. 594–607. DOI: 10.2118/124364-PA
13. Three-dimensional modeling study of the low-permeability petroleum system of the Bakken Formation / P.P. Kuhn [et al.] // AAPG bulletin. – 2012. – Vol. 96, № 10. – С. 1867–1897. DOI: 10.1306/03261211063

14. Ильющенко В.И. Результаты опытно-промышленной эксплуатации пласта ЮС2 федоровского месторождения / В.И. Ильющенко, И.П. Попов // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна. – 2011. – С. 79–82.
15. Нургалиева, А.А. Анализ геологического строения пласта ЮС2 федоровского месторождения / А.А. Нургалиева // Проблемы геологии и освоения недр. – 2018. – С. 182–184.
16. Панферов, Е.В. Причины формирования трудноизвлекаемых запасов Федоровского месторождения / Е.В. Панферов // Новые технологии-нефтегазовому региону. – 2017. – С. 68–72.
17. Лейк, Л. Справочник инженера-нефтяника. Т. 1. Введение в нефтяной инжиниринг / Л. Лейк // Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014.
18. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения / Г.Г. Гилаев [и др.] // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». – 2012. – № 2. – С. 22–26.
19. Повышение эффективности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов с применением многозонных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах / В.В. Муляк [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 48–51.
20. Методика анализа фактической кратности показателей работы горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва относительно показателей работы наклонно направленных скважин / А.В. Мирошниченко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – Т. 11. – С. 4247. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-11-42-47
21. Improving fracture initiation predictions of a horizontal wellbore in laminated anisotropy shales / Y. Li [et al.] // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2015. – Vol. 24. – P. 390–399. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.04.002
22. The effect of stress and pore pressure on formation permeability of ultra-low-permeability reservoir / F. Ma [et al.] // Petroleum Science and Technology. – 2012. – Vol. 30, № 12. – P. 1221–1231. DOI: 10.1080/10916466.2010.501361
23. Advantageous reservoir characterization technology in extra low permeability oil reservoirs / Y. Luo [et al.] // Journal of Engineering. – 2017. – Vol. 2017. – № 1. – P. 6705263. DOI: 10.1155/2017/6705263
24. Бергенов, С.У. Методика оценки ожидаемых запускных дебитов горизонтальных скважин на примере газоконденсатных месторождений / С.У. Бергенов, О.С. Чернова, М.Г. Зипир // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 3. – С. 207–212. DOI: 10.18799/24131830/2020/3/2563
25. Зайцев, М.В. Влияние эффектов поражения пласта на немонотонную зависимость дебита скважины от депрессии / М.В. Зайцев, Н.Н. Михайлов // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 6. – С. 7–13.
26. Попов, О.В. Анализ результативности наклонно-направленных и горизонтальных скважин / О.В. Попов // E-Scio. – 2022. – № 9 (72). – С. 273–280.
27. Y. Liu [et al.] An improved drift-flux correlation for gas-liquid two-phase flow in horizontal and vertical upward inclined wells / Y. Liu [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 195. – P. 107881. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107881
28. Comparison of the effectiveness of flow diverting technologies with hydrodynamic oil recovery improvement methods / I. Vladimirov [et al.] // E3S Web of Conferences. – EDP Sciences, 2024. – Vol. 498. – P. 03005. DOI: 10.1051/e3sconf/202449803005
29. Хамидуллин, М.Р. Численное моделирование притока однофазной жидкости к горизонтальной скважине с трещинами многостадийного гидроразрыва пласта / М.Р. Хамидуллин // Ученые записки Казанского университета. Серия Физико-математические науки. – 2016. – Т. 158, № 2. – С. 287–301.
30. Шевченко, О.Н. Способ определения начального дебита горизонтальной скважины в низкопроницаемом коллекторе в условиях многостадийного гидроразрыва пласта / О.Н. Шевченко, В.И. Астафьев, В.А. Ольховская // Технологии нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 39–43.
31. Попов, О.В. Анализ эффективности применения горизонтальных скважин на месторождениях с высокой выработкой запасов / О.В. Попов // E-Scio. – 2022. – № 10 (73). – С. 211–219.
32. Шулик, Н.В. Повышение эффективности площадных систем заводнения низкопроницаемых пластов Западной Сибири: дис. – Институт проблем нефти и газа РАН, 2017..
33. Муратов, П.Н. Анализ эффективности применения технологии кластерного гидравлического разрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах нефтяных месторождений. – 2021.
34. Ильющенко, В.И. Влияние малой тектоники на продуктивность пласта ЮС2 месторождений Сургутского свода (на примере Федоровского и Яунлорского месторождений) / В.И. Ильющенко, Р.В. Авершин // Новые технологии топливно-энергетического комплекса-2012. – 2012. – С. 71–74.
35. Куренков, О.В. Выбор геометрии рационального размещения горизонтальных скважин в пласте / О.В. Куренков // Экспресс информация – Зарубежный опыт. Серия: Нефтепромысловое дело. – М., ВНИОЭНГ, 1994. – Вып. 7. – С.1–11.
36. Нургалиева, А.А. Анализ эффективности разработки пласта ЮС2 федоровского месторождения / А.А. Нургалиева // Геология в развивающемся мире. – 2018. – С. 173–176.
37. Новые технологические решения для повышения эффективности водоизоляционных и газоизоляционных работ для условий ННС и ГС / Миронова В.А. [и др.] // Наука в проектировании и разработке нефтяных месторождений – новые возможности: материалы всероссийской конф. – 2023. – С. 28.
38. Зайцев, Р.А. Обоснование оптимального типа профиля заканчивания скважин на основе ретроспективной оценки технико-экономических показателей эксплуатации / Р.А. Зайцев, Д.А. Мартюшев // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 1. – С. 119–129. DOI: 10.18599/grs.2023.1.12
39. Wiśniowski, R. Numerical methods for optimization of the horizontal directional drilling (HDD) well path trajectory / R. Wiśniowski, P. Łopata, G. Orłowicz // Energies. – 2020. – Vol. 13, № 15. – P. 3806. DOI: 10.3390/en13153806
40. Yupu, W. Effective development technique for peripheral reservoirs with ultra-low permeability and ultra-low abundance in Daqing Oilfield / W. Yupu, J. Bingyu, G. Wankui // Acta Petrolei Sinica. – 2006. – Vol. 27, № 6. – P. 70. DOI: 10.7623/syxb200606018
41. Research and field test on energy storage fracturing mechanism of horizontal wells in ultra-low permeability reservoirs / H. Ting [et al.] // Petroleum Drilling Techniques. – 2020. – Vol. 48, № 1. – С. 80–84. DOI: 10.11911/syztjs.2020024
42. Productivity Prediction Methods of Multi-Fractured Horizontal Wells in Low-Permeability Reservoirs: Progress and Challenges / J. Gong [et al.] // Frontiers in Energy Research. – 2022. – Vol. 10. – P. 861333. DOI: 10.3389/fenrg.2022.861333
43. Reservoir characteristics and effective development technology in typical low-permeability to ultralow-permeability reservoirs of China National Petroleum Corporation / X. Li [et al.] // Energy Exploration & Exploitation. – 2021. – Vol. 39, № 5. – P. 1713–1726. DOI: 10.1177/01445987211005212
44. Miroshnichenko A. V. et al. Innovative technologies for the low-permeability reservoirs development in Rosneft Oil Company (Russian) // Oil Industry Journal. – 2022. – Т. 2022, № 12. – С. 105-109. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-12-105-109
45. Шеремет, В.В. Определение производительности горизонтальных нефтяных скважин / В.В. Шеремет // Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в газовой промышленности.–М.: ВНИИЭГазпром, 1992. – № 2.

References

1. Ermakov P.V. et al. Chto vybrat' dlia osvoeniia nizkopronitsaemykh vodoneftnykh zon - gorizontallye stvolny s mnogostadiinym gidrorazryvom plasta ili mnogozaboinye skvazhiny? [Low-permeable oil and water zones to be developed by horizontal wells with multistage hydraulic frac or by multilateral wells?]. *Ekspozitsiia Neft' Gaz*, 2022, no. 8, pp. 82-86. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-82-86
2. Martynov K.S. Osobennosti primeneniia i stroitel'stva gorizontallykh skvazhin pri razrabotke fedorovskogo mestorozhdeniia [Features of the use and construction of horizontal wells in the development of the Fedorovskoye field]. *Tekhnika i tekhnologiya stroitel'stva i remonta nef'tnykh i gazovykh skvazhin*, 2015, pp. 175-178.
3. Suchkov B.M. Gorizontallye skvazhiny [Horizontal wells]. Moscow, Izhevsk: NITs "Reguliarniia i khaoticheskaia dinamika", 2006, 424 p.
4. Evchenko V.S., Zakharchenko N.P., Kagan Ia.M. et al. Razrabotka nef'tnykh mestorozhdenii naklonno napravlennymi skvazhinami [Development of oil fields by directional wells]. Moscow: Nedra, 1986, 278 p.
5. Cinco L.H., Samaniego V.F., Dominguez A.N. Transient pressure behavior for a well with a finite-conductivity vertical fracture. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1978, vol. 18, no. 04, pp. 253-264. DOI: 10.2118/6014-PA
6. Nikolaev N.M. et al. Sposob razrabotki nef'tnykh nizkopronitsaemykh zalezhei, osnovannyi na primeneni gorizontallykh skvazhin s prodol'nymi treshchinami gidrorazryva plasta [A method for developing low-permeability oil deposits based on the use of horizontal wells with longitudinal hydraulic fracturing]. 2018.
7. Pavel'eva O.N., Basov A.O., Pavel'eva Iu.N. Tekhnologicheskii analiz effektivnosti primeneniia GS s GRP v sravnenii s NNS na Priobskom mestorozhdenii [Technological analysis of the efficiency of using horizontal wells with hydraulic fracturing in comparison with directional wells at the Priobskoye field]. *Bulatovskie chteniia*, 2017, vol. 2, pp. 201-203.
8. Galeev R.R. et al. Vyb or optimal'noi sistemy razrabotki nizkopronitsaemykh plastov s primeneniem gorizontallykh skvazhin s mnozhestvennymi treshchinami gidrorazryva [Optimal waterflood pattern selection with use of multiple fractured horizontal wells for development of the low-permeability formations]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 10, pp. 62-65.
9. Andreev V.V., Grebnev P.V., Latypov M.V. Optimizatsiia stroitel'stva gorizontallykh i naklonno napravlennykh skvazhin za schet primeneniia karotazha v protsesse bureniia [Optimization of horizontal and directional well construction through the use of logging while drilling]. *Forum SNIPI. Sbornik tezisov dokladov nauchno-tekhnicheskogo foruma OOO "SamaraNIPIneft"*. Samara, 2021, pp. 46-47.
10. Giger F.M. Low-permeability reservoirs development using horizontal wells. *SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium*. SPE, 1987, pp. SPE-16406-MS. DOI: 10.2118/16406-MS
11. Chengzao J., Zheng M., Zhang Y. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, vol. 39, no. 2, pp. 139-146. DOI: 10.1016/S1876-3804(12)60026-3
12. Onwunali J.E., Durlfosky L.J. A new well-pattern-optimization procedure for large-scale field development. *SPE journal*, 2011, vol. 16, no. 03, pp. 594-607. DOI: 10.2118/124364-PA
13. Kuhn P.P. et al. Three-dimensional modeling study of the low-permeability petroleum system of the Bakken Formation. *AAPG bulletin*, 2012, vol. 96, no. 10, pp. 1867–1897. DOI: 10.1306/03261211063

14. Il'ushchenko V.I., Popov I.P. Rezul'taty opytno-promyshlennoi ekspluatatsii plasta IuS2 fedorovskogo mestorozhdeniia [Results of pilot industrial operation of the YUS2 formation of the Fedorovskoye field]. *Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseina*, 2011, pp. 79-82.
15. Nurgalieva A.A. Analiz geologicheskogo stroeniia plasta IuS2 fedorovskogo mestorozhdeniia [Analysis of the geological structure of the YUS2 formation of the Fedorovskoye field]. *Problemy geologii i osvoeniia neдр*, 2018, pp. 182-184.
16. Panferov E.V. Prichiny formirovaniia trudnoizvlekaemykh zapasov Fedorovskogo mestorozhdeniia [Reasons for the formation of hard-to-recover reserves of the Fedorovskoye field]. *Novye tekhnologii-neftegazovomu regionu*, 2017, pp. 68-72.
17. Leik L. Spravochnik inzhenera-neftianika. Tom. 1. Vvedenie v neftianoi inzhiniring [Petroleum Engineer's Handbook. Vol. 1. Introduction to Petroleum Engineering]. Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2014.
18. Gilayev G.G. et al. Primenenie gorizontalnykh skvazhin s mnozhestvennymi treshchinami GRP dlia razrabotki nizkopronitsaemykh plastov na primere opytnogo uchastka Priobskogo mestorozhdeniia [Application of horizontal wells with multiple hydraulic fractures for the development of low-permeability formations using the example of the experimental section of the Priobskoye field]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO NK "Rosneft"*, 2012, no. 2, pp. 22-26.
19. Muliak V.V. et al. Povyshenie effektivnosti вовлечения v razrabotku trudnoizvlekaemykh zapasov s primeneniem mnogozonnykh gidrorazryvov plasta v gorizontalnykh skvazhinakh [Increasing efficiency of hard-to-recover reserves involving in the development with use of multi-zone hydraulic fracturings in horizontal wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 11, pp. 48-51.
20. Miroshnichenko A.V. et al. Metodika analiza fakticheskoi kratnosti pokazatelei raboty gorizontalnykh skvazhin s mnozhestvennymi treshchinami gidrorazryva otosnitiel'no pokazatelei raboty naklonno napravlennykh skvazhin [Methodology for analyzing the actual ratio of horizontal and directional wells performance indicators]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2021, vol. 11, 4247 p. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-11-42-47
21. Li Y. et al. Improving fracture initiation predictions of a horizontal wellbore in laminated anisotropy shales. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, vol. 24, pp. 390-399. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.04.002
22. Ma F. et al. The effect of stress and pore pressure on formation permeability of ultra-low-permeability reservoir. *Petroleum Science and Technology*, 2012, vol. 30, no. 12, pp. 1221-1231. DOI: 10.1080/10916466.2010.501361
23. Luo Y. et al. Advantageous reservoir characterization technology in extra low permeability oil reservoirs. *Journal of Engineering*, 2017, vol. 2017, no. 1, 6705263 p. DOI: 10.1155/2017/6705263
24. Bergenov, S.U., Chernova O.S., Zipir M.G. Metodika otsenki ozhidaemykh zapusknykh debitov gorizontalnykh skvazhin na primere gazokondensatnykh mestorozhdenii [Methodology for assessing the expected starting flow rates of horizontal wells in gas and gas condensate fields]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring geosurovov*, 2020, vol. 331, no. 3, pp. 207-212. DOI: 10.18799/24131830/2020/3/2563
25. Zaitsev M.V., Mikhailov N.N. Vliianie effektivnosti porazheniia plasta na nemonotonnuu zavisimost' debita skvazhiny ot depressii [Impact of formation damage effects on non-monotonic dependence of a well flow-rate on depression]. *Neftpromyslovoe delo*, 2016, no. 6, pp. 7-13.
26. Popov O.V. Analiz rezul'tativnosti naklonno-napravlennykh i gorizontalnykh skvazhin [Performance Analysis of Directional and Horizontal Wells]. *E-Scio*, 2022, no. 9 (72), pp. 273-280.
27. Liu Y. et al. An improved drift-flux correlation for gas-liquid two-phase flow in horizontal and vertical upward inclined wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 195, 107881 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107881
28. Vladimirov I. et al. Comparison of the effectiveness of flow diverting technologies with hydrodynamic oil recovery improvement methods]. *E3S Web of Conferences*. EDP Sciences, 2024, vol. 498, 03005 p. DOI: 10.1051/e3sconf/202449803005
29. Khamidullin M.R. Chislennoe modelirovaniye pritoka odnofaznoi zhidkosti k gorizontal'noi skvazhine s treshchinami mnogostadiinogo gidrorazryva plasta [Numerical Simulation of One-Phase Flow to Multi-Stage Hydraulically Fractured Horizontal Well]. *Uchenye zapiski Kazanskogo universiteta. Fiziko-matematicheskie nauki*, 2016, vol. 158, no. 2, pp. 287-301.
30. Shevchenko O.N., Astafev V.I., Ol'khovskaia V.A. Sposob opredeleniia nachal'nogo debita gorizontal'noi skvazhiny v nizkopronitsaemom kollektore v usloviakh mnogostadiinogo gidrorazryva plasta [The method of determining of the initial flow rate of horizontal wells in low-permeability reservoir in the conditions of multi-stage hydraulic fracturing]. *Tekhnologii nefiti i gaza*, 2018, no. 3, pp. 39-43.
31. Popov O.V. Analiz effektivnosti primeneniia gorizontalnykh skvazhin na mestorozhdeniakh s vysokoi vyrabotkoi zapasov [Analysis of the efficiency of horizontal wells in fields with high reserves recovery]. *E-Scio*, 2022, no. 10 (73), pp. 211-219.
32. Shupik N.V. Povyshenie effektivnosti ploshchadnykh sistem zavodneniia nizkopronitsaemykh plastov Zapadnoi Sibiri [Improving the efficiency of area flooding systems for low-permeability formations in Western Siberia]. Ph D. thesis. Institut problem nefiti i gaza Rossiiskoi akademii nauk, 2017.
33. Muratov P.N. Analiz effektivnosti primeneniia tekhnologii klasterinogo gidravlicheskogo razryva plasta v nizkopronitsaemykh kollektorakh neftiannykh mestorozhdenii [Analysis of the efficiency of cluster hydraulic fracturing technology in low-permeability reservoirs of oil fields]. Tomsk, 2021.
34. Il'ushchenko V.I., Avershin R.V. Vliianie maloi tektoniki na produktivnost' plasta IuS2 mestorozhdenii Surgut'skogo svoda (na primere Fedorovskogo i Iaulorskogo mestorozhdenii) [The influence of minor tectonics on the productivity of the YUS2 formation of the Surgut arch fields (using the example of the Fedorovskoye and Yaunlorskoye fields)]. *Novye tekhnologii toplivno-energeticheskogo kompleksa-2012*, 2012, pp. 71-74.
35. Kurenkov O.V. Vybór geometrii ratsional'nogo razmeshcheniia gorizontalnykh skvazhin v plaste [Selection of geometry for rational placement of horizontal wells in the reservoir]. *Ekspress informatsiia - Zarubezhnyi opyt. Neftpromyslovoe delo*. Moscow, VNIIOENG, 1994, iss. 7, pp. 1-11.
36. Nurgalieva A.A. Analiz effektivnosti razrabotki plasta IuS2 fedorovskogo mestorozhdeniia [Analysis of the efficiency of development of the YUS2 formation of the Fedorovskoye field]. *Geologiya v razvivaushchemsya mire*, 2018, pp. 173-176.
37. Mironova V.A. et al. Novye tekhnologicheskie resheniia dlia povysheniia effektivnosti vodoizoliatsionnykh i gazoizoliatsionnykh rabot dlia uslovii NNS i GS [New technological solutions to improve the efficiency of water and gas insulation works for conditions of directional and horizontal wells]. *Nauka v proektirovanii i razrabotke neftiannykh mestorozhdenii - novye vozmozhnosti. Materialy vserossiiskoi konferentsii*, 2023, 28 p.
38. Zaitsev R.A., Martiushev D.A. Obosnovanie optimal'nogo tipa profilia zakanchivaniia skvazhin na osnove retrospektivnoi otsenki tekhniko-ekonomicheskikh pokazatelei ekspluatatsii [Justification of the optimal type of well completion profile based on a retrospective assessment of the technical and economic performance indicators]. *Geosursy*, 2023, vol. 25, no. 1, pp. 119-129. DOI: 10.18599/grs.2023.1.12
39. Wiśniowski R., Łopata P., Orłowicz G. Numerical methods for optimization of the horizontal directional drilling (HDD) well path trajectory. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 15, 3806 p. DOI: 10.3390/en13153806
40. Yupu W., Bingyu J., Wankui G. Effective development technique for peripheral reservoirs with ultra-low permeability and ultra-low abundance in Daqing Oilfield. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, vol. 27, no. 6, 70 p. DOI: 10.7623/syxb200606018
41. Ting H. et al. Research and field test on energy storage fracturing mechanism of horizontal wells in ultra-low permeability reservoirs. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, vol. 48, no. 1, pp. 80-84. DOI: 10.11911/syztjs.2020024
42. Gong J. et al. Productivity Prediction Methods of Multi-Fractured Horizontal Wells in Low-Permeability Reservoirs: Progress and Challenges. *Frontiers in Energy Research*, 2022, vol. 10, 861333 p. DOI: 10.3389/fenrg.2022.861333
43. Li X. et al. Reservoir characteristics and effective development technology in typical low-permeability to ultralow-permeability reservoirs of China National Petroleum Corporation. *Energy Exploration & Exploitation*, 2021, vol. 39, no. 5, pp. 1713-1726. DOI: 10.1177/01445987211005212
44. Miroshnichenko A.V. et al. Innovative technologies for the low-permeability reservoirs development in Rosneft Oil Company (Russian)]. *Oil Industry Journal*, 2022, vol. 2022, no. 12, pp. 105-109. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-12-105-109
45. Sheremet V.V. Opredeleniye proizvoditel'nosti gorizontalnykh neftiannykh skvazhin [Determining the productivity of horizontal oil wells]. *Nauchno-tekhnicheskie dostizheniia i peredovoi opyt, rekomenduemye dlia vnedreniia v gazovoi promyshlennosti*. Moscow: VNIIGazprom, 1992, no. 2.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.

Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Вклад автора 100 %.