

М.А. Лобусев¹, e-mail: MLobusev@gmail.com; **Ю.А. Антипова**¹, e-mail: jav_85@mail.ru; **Д.А. Осин**¹, e-mail: osin_dmitrii@list.ru

¹ ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

Комплексный подход для повышения эффективности освоения остаточных запасов нефти на примере уточненной геологической модели Анастасиевско-Троицкого месторождения (Россия)

В целях установления локализации зон остаточных запасов нефти Анастасиевско-Троицкого месторождения (Краснодарский край, РФ) был проведен анализ геолого-геофизической и геолого-промысловой информации. Для повышения эффективности освоения нефтяных пластов месторождения был выбран комплексный подход, основанный на детальном анализе разработки и построении геологической модели путем разделения времени эксплуатации на чередующиеся индивидуальные периоды.

Выбранный способ систематизации первичной геологической информации о работе скважин успешно опробован и показал положительные результаты при проведении анализа разработки трудноизвлекаемых запасов залежи нефти, приуроченной к отложениям баженовской свиты Гальяновского и Назымского месторождений в Западной Сибири.

Из-за большого количества разнонаправленных природных и техногенных факторов, оказывающих существенное воздействие на работу скважин в V и VI горизонтах Анастасиевско-Троицкого месторождения, указанный метод потребовал модернизации. Проведенные исследования показали, что для условий работы скважин на V и VI горизонтах чередующиеся индивидуальные периоды целесообразно вычленять, принимая в качестве базового параметра степень обводненности добываемой продукции для каждого индивидуального периода. На основе совмещения полученных в ходе анализа результатов с данными о геологическом строении стало возможным выделить эксплуатационные участки с различными параметрами, что позволило локализовать остаточные запасы.

Исходя из степени выработанности эксплуатационных участков, в которых локализованы остаточные запасы, можно выделить наиболее перспективные для дальнейшего освоения зоны. Проведенное исследование разломной структуры нефтеносных пластов месторождения в корне изменило взгляд на его дальнейшую разработку.

Ключевые слова: остаточные запасы, геологическая модель, чередующиеся индивидуальные периоды, анализ разработки, водонефтяной фактор.

.....

М.А. Лобусев¹, e-mail: MLobusev@gmail.com; **Yu.A. Antipova**¹, e-mail: jav_85@mail.ru; **D.A. Osin**¹, e-mail: osin_dmitrii@list.ru

¹ Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)" (Moscow, Russia).

Integrated Approach to Improvement of Efficiency of the Residual Oil Reserves Development by Example of Refined Geological Model of the Anastasievsko-Troitskoe Field (Russia)

Analysis of geological, geophysical and petroleum field geology data was conducted to determine the localization of the zones of residual oil reserves of the Anastasievsko-Troitskoe field (Krasnodar Territory, Russian Federation). The integrated approach based on a detailed analysis of the development and construction of the geological model was taken to increase the efficiency of development of oil reservoirs of the field.

The division of the entire exploitation time into alternating individual periods of the operation is in the basis of this approach. Selected method of systematization of the primary geological data on the wells operation was successfully tested. It showed positive results in the analysis of the development of hard-to-recover reserves of oil deposits confined to the sediments of the Bazhenovskaya suite of the Galianovskoe and Nazymkoe fields in Western Siberia.

The influence of a large number of differently directed natural and industrial factors on the wells operation in the V and VI horizons of the Anastasievsko-Troitskoe field leads to requirement of modernization of this method. Alternating individual periods in operation of the wells in the V and VI horizons should be formed taking into account the water cut degree of extracted production as a base parameter. This parameter should be tuned for each individual period. Localization of residual reserves was made on the basis of combination of the results of the development analysis and geological data. The most promising areas for further development can be obtained according to the degree of depletion of the individual operational areas with residual reserves. Performed study of the fault structure of oil-bearing reservoirs of the field radically changes the view on its further development.

Keywords: residual reserves, geological model, alternating individual periods, development analysis, water-oil ratio.

ОСОБЕННОСТИ АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В V И VI ГОРИЗОНТАХ

Анастасиевско-Троицкое месторождение находится в западной части Краснодарского края, в тектоническом отношении связано с одноименной антиклинальной складкой, расположенной в центральной части Западно-Кубанского прогиба.

В промышленную эксплуатацию Анастасиевско-Троицкое месторождение введено в 1954 г. Эксплуатация осуществлялась на основании технологических схем, проектов разработки и доработки, составленных в 1954–1994 гг. Во всех технологических документах, кроме проекта доработки 1994 г., предусматривалась первоначальная выработка нефтяной части залежи при преимущественном вытеснении нефти подошвенной водой. Но в то время экономическая ситуация в регионе требовала других решений – обеспечения региона газом.

На сегодняшний день для повышения эффективности освоения нефтяных пластов месторождения авторами статьи был выбран комплексный подход, основанный на детальном анализе разработки и построении геологической модели. Новый способ систематизации первичной информации о работе скважин, предложенный проф. И.П. Чоловским, успешно опробован и показал хорошие результаты при проведении анализа разработки трудноизвлекаемых запасов залежи нефти, приуроченной к отложениям баженовской свиты Га-

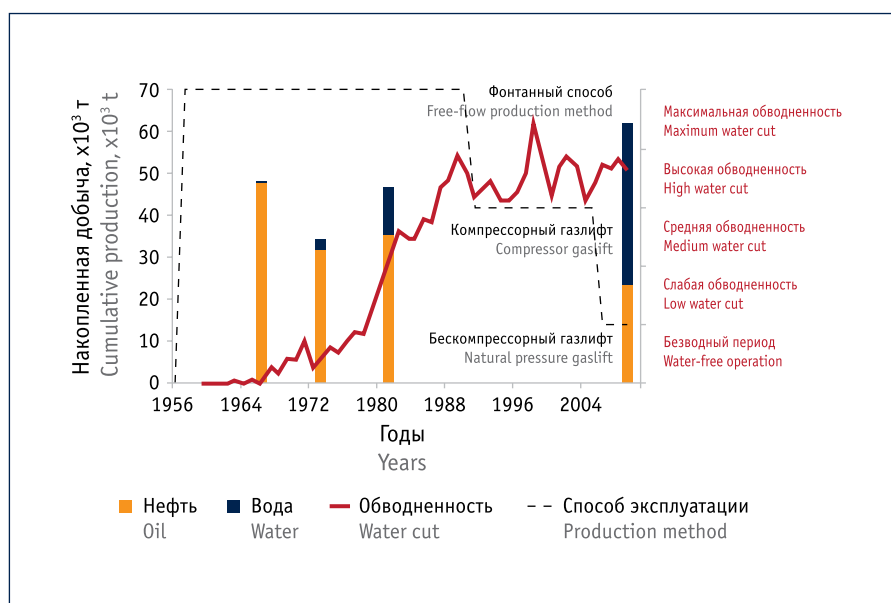


Рис. 1. График работы скважины

Fig. 1. Well operation schedule

льяновского и Назымского месторождений в Западной Сибири.

Этот способ основан на расчленении всего времени эксплуатации скважин на чередующиеся индивидуальные периоды (ЧИПы). Продолжительность каждого индивидуального периода (ИП) определяется временем, в течение которого основные параметры работы скважины находятся в пределах установленных значений.

Однако применительно к анализу разработки залежей нефти в V и VI горизонтах указанный метод потребовал модернизации. Это связано с тем, что здесь на работу скважин оказывает воздействие большое количество разнона-

правленных природных и техногенных факторов.

Исследования показали, что для условий работы скважин на V и VI горизонтах ЧИПы целесообразно образовывать, принимая в качестве базового параметра степень обводненности добываемой продукции, устанавливаемой для каждого ИП. Наиболее четко закономерность в динамике обводненности продукции скважин на этих объектах проявляется при выделении пяти последовательных ИП со следующей степенью обводненности:

- 1) безводный период <1 %;
- 2) слабая обводненность 1–10 %;
- 3) средняя обводненность 10–50 %;

Для цитирования (for citation):

Лобусев М.А., Антипова Ю.А., Осин Д.А. Комплексный подход для повышения эффективности освоения остаточных запасов нефти на примере уточненной геологической модели Анастасиевско-Троицкого месторождения (Россия) // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 1–2. С. 22–25.

Lobusev M.A., Antipova Yu.A., Osin D.A. Integrated Approach to Improvement of Efficiency of the Residual Oil Reserves Development by Example of Refined Geological Model of the Anastasievsko-Troitskoe Field (Russia). Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2018, No. 1–2, P. 22–25. (In Russ.)

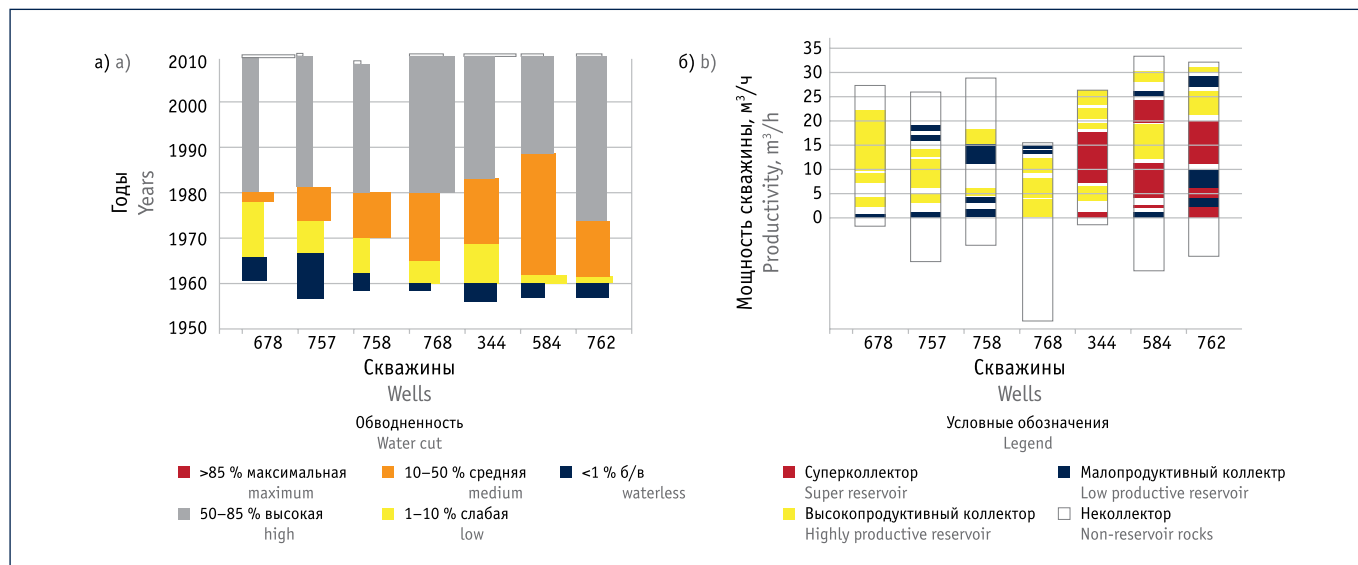


Рис. 2. Совмещение работы скважин и геологического строения: а) работа скважин на примере семи скважин наиболее полно выработанного участка; б) типы коллекторов семи скважинах наиболее полно выработанного участка

Fig. 2. Combination of the well work and the geological structure: а) wells' work on the example of seven wells of the most fully worked-out section; б) the types of collectors of seven wells of the most fully worked-out section

- 4) высокая обводненность 50–85 %;
5) максимальная обводненность >85 %.

ЛОКАЛИЗАЦИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Пользуясь предложенной методикой, авторы статьи выделили ИП для каждой из 64 скважин и составили сводную таблицу, в которой была отражена продолжительность каждого периода (в годовых интервалах) и объем отобранной за этот период нефти, воды, а также суммарное количество жидкости.

По данным этой таблицы построены графики, отражающие ту же информацию – накопленную добычу нефти и воды за конкретный ИП, а также обозначенную кривой степень обводненности продукции (рис. 1).

Исходя из этой информации, для каждой скважины был посчитан водонефтяной фактор (ВНФ), отражающий степень промывки пласта. В целом можно судить, что промывки как таковой не было, поскольку максимальные значения несколько превышают 1, а минимальные составляют около 0,001. Это означает, что практически все скважины работали при невысокой обводненности, и как только появлялась вода, их работу прекращали. Отсюда можно сделать вывод,

что в пластах осталось достаточное количество нефти, которую можно извлечь.

Проанализировав ВНФ всех скважин, авторы смогли локализовать остаточные запасы по принципу «меньшая промывка соответствует наличию большего количества нефти».

По завершении начального этапа изучения геологического строения стало понятно, что полученные результаты совпадают с результатами анализа разработки: участки с лучшими коллекторскими свойствами совпадают с участками с большей промывкой.

Для оценки макронеоднородности пород, слагающих продуктивные пласты, из их числа были выделены породы, являющиеся и не являющиеся коллекторами. Граничным значением этого параметра принят коэффициент пористости K_n , приблизительно равный 15,5–16,0 %.

Для оценки микронеоднородности была проведена дифференциация пород-коллекторов по степени их пористости, позволившая выделить три группы:

- малопродуктивный коллектор, K_n – от 15,5 до 20 %;
- высокопродуктивный коллектор, K_n – от 20 до 28 %;
- суперколлектор, K_n – 28 % и более.

На рис. 2 достаточно четко прослеживается взаимосвязь между работой скважин и геологическим строением залежи VI горизонта. На рис. 2а показана работа скважин (в качестве примера взяты семь скважин участка наиболее полно выработанных запасов) – цветами показаны различные этапы обводненности, а ширина столбца отражает объем добычи нефти за этот период. А на рис. 2б представлены типы коллекторов в этих же скважинах. Посмотрим на скв. 344, 584 и 762. В разрезе присутствуют довольно мощные пропластки так называемого суперколлектора, общая мощность коллекторов в этих скважинах колеблется от 26 до 31 м, и исходя из рис. 2а, очевидно, что в этих же скважинах довольно высокий дебет в период высокой обводненности. В скв. 678, 757, 758 в достаточном количестве присутствуют малопродуктивные коллекторы и полностью отсутствует суперколлектор. По этим скважинам, очевидно, изначально дебиты были ниже, а в период высокой обводненности еще снизились.

На основании совмещения результатов, полученных в ходе анализа разработки, с данными о геологическом строении стало возможным выделить эксплуатационные участки с различными пара-

метрами, такими как ВНФ, коэффициент изменения дебита, мощность коллекторов и др., что позволило локализовать остаточные запасы. В итоге мы получили пять эксплуатационных участков: два на Анастасиевской (Западной) части месторождения (4-Зап и 5-Зап) и три – на Троицкой (1-В, 2-В, 3-В). На Троицкой самым выработанным по запасам является 1-В, с ним связано наименьшее количество остаточных запасов, а самым перспективным является участок 3-В. Изначально была принята пликативная модель месторождения, но Анастасиевско-Троицкое месторождение расположено в Предкавказье, для которого характерно широкое распространение залежей, имеющих блоковое строение. Перед авторами статьи стояла задача выявить разломы V и VI горизонта.

ОБОСНОВАНИЕ РАЗЛОМОВ

Обоснование разломов проводилось на основе детальной корреляции, выполненной по всем скважинам обоих горизонтов.

Например, на рис. 3 весьма показательно изображен взброс (разрыв с крутопадающим сместителем, по которому всячее крыло поднято относительно лежащего) в скв. 779. В соседних скважинах – 781 и 1772 – на каротажных диаграммах по кривой самопроизвольной поляризации (ПС) выделяется нормаль-

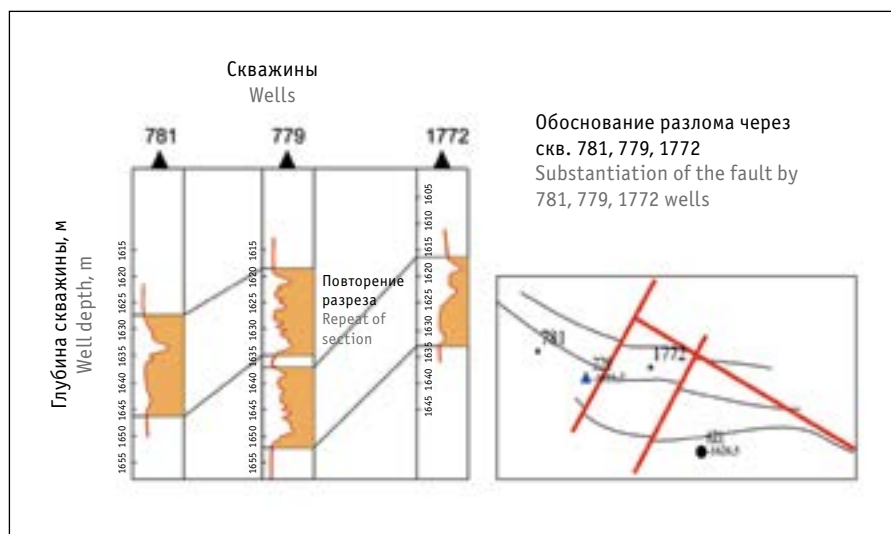


Рис. 3. Обоснование разлома
Fig. 3. Substantiation for the fault

ный разрез, а в скв. 779 – повторение разреза, что позволяет уверенно указать взброс.

В некоторых скважинах также выявлены взбросы, в некоторых, напротив, сбросы, вместе образующие систему разломов сбросово-взбросового характера.

ВЫВОДЫ

Исходя из степени выработанности отдельных эксплуатационных участков, в которых локализованы остаточные запасы, можно определить наиболее

перспективные для дальнейшего освоения зоны. Применительно к Анастасиевско-Троицкому месторождению проведена работа по выяснению разломной структуры нефтеносных пластов месторождения, что в корне меняет взгляд на дальнейшую разработку.

Для более успешного освоения Анастасиевско-Троицкого месторождения необходимо совместить результаты анализа разработки без учета дизъюнктивных нарушений с разработкой с их учетом и сформировать новую технологическую схему.

Литература:

1. Лобусев А.В. Геолого-промысловые основы моделирования залежей нефти и газа. М.: ООО «Издательский дом Недр», 2010. 247 с.
2. Страхов П.Н., Лобусев А.В., Лобусев М.А. Методика комплексной интерпретации сейсморазведки 3D и бурения с целью построения геологических моделей залежей углеводородов. М.: Недр, 2012. 111 с.
3. Лобусев А.В., Страхов П.Н., Лобусев М.А. и др. Возможности повышения эффективности освоения залежей углеводородов, приуроченных к карбонатным отложениям палеозойской группы Западной Сибири // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2013. № 12. С. 34–41.
4. Лобусев А.В., Чоловский И.П., Лобусев М.А. и др. Геолого-промысловое обоснование промышленного освоения залежей углеводородов баженовской свиты Западной Сибири // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2010. № 3. С. 22–25.
5. Лобусев А.В., Чоловский И.П., Лобусев М.А. и др. Использование попутного газа для разработки залежей УВ баженовской свиты Западной Сибири // Газовая промышленность. 2010. № 13. С. 58–61.

References:

1. Lobusev A.V. Geological and Production Foundations of Modeling of Oil and Gas Deposits. Moscow, Nedra, 2010, 247 p. (In Russian)
2. Strakhov P.N., Lobusev A.V., Lobusev M.A. Techniques of Joint Interpretation of 3D Seismic and Drilling Data for the Purpose of Hydrocarbon Deposits Geological Modeling. Moscow, Nedra, 2012, 111 p. (In Russian)
3. Lobusev A.V., Strakhov P.N., Lobusev M.A., et al. Possibilities for Improvement the Efficiency of Development of Hydrocarbon Deposits Associated with Carbonate Sediments of the Paleozoic Group of Western Siberia. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2013, No. 12, P. 34–41. (In Russian)
4. Lobusev A.V., Cholovskiy I.P., Lobusev M.A., et al. Geological and Commercial Substantiation of Industrial Development of Hydrocarbon Deposits of the Bazhenovskaya Suite of Western Siberia. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2010, No. 3, P. 22–25. (In Russian)
5. Lobusev A.V., Cholovskiy I.P., Lobusev M.A., et al. Use of Associated Gas for the Development of Hydrocarbon Deposits of the Bazhenovskaya Suite of Western Siberia. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2010, No. 13, P. 58–61. (In Russian)