

**КАРТЫ ИЗОБАР ДЛЯ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ
РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СТВОЛАМИ СКВАЖИН
БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ**

Семисотова Ольга Сергеевна, ведущий инженер

Филиал ООО "ВолгоградНИПИморнефть" "ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ"
414014, Российская Федерация, г. Астрахань, пр-т Губернатора Анатолия Гужвина, 12
E-mail: OSemisotova@lukoilvmn.ru

Серебрякова Оксана Андреевна, старший преподаватель

Астраханский государственный университет
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Настоящая работа посвящена рассмотрению методики расчета динамического пластового давления для построения карт изобар, применяемых при анализе разработки месторождения им. Ю. Корчагина на шельфе Северного Каспия. В процессе разработки морских месторождений с горизонтальными стволами скважин большой протяженности необходимо анализировать физические свойства флюидов, температуру и давление в пласте, продуктивность скважин и их взаимное влияние, характер и особенности перемещения водонефтяного контакта (ВНК). Для этого производится расчет величин пластовых давлений вблизи скважин, градиентов пластовых давлений по площади разрабатываемого месторождения, и строятся карты изобар в данных зонах. С помощью данных карт определяется среднее динамическое пластовое давление залежи. Для оперативного контроля процессов, происходящих в пласте, и регулирования разработки месторождения проводится ежемесячный расчет динамического пластового давления по формуле S.Joshi (Джоши) на основании фильтрационных характеристик пласта и физических свойств флюида, полученных в результате гидродинамических исследований и переменных промысловых параметров, замеряемых в скважине: дебита скважины и забойного давления. Данный вид работ при разработке месторождения является важным для анализа энергетического состояния залежи. Поэтому необходима планомерная работа по уточнению математической модели работы эксплуатационных скважин месторождений Северного Каспия.

Ключевые слова: Северный Каспий, эксплуатационная скважина, горизонтальный ствол, карта изобар, дебит скважины, пластовое давление, анизотропия пласта, скин-фактор, гидродинамические исследования, кривая восстановления давления

**MAP OF ISOBARS TO ASSESS THE STATE
OF DEVELOPMENT OF OFFSHORE FIELDS
WITH HORIZONTAL TRUNKS WELLS GREAT LENGTH**

Semisotova Olga S.

Chief Engineer

Branch of "LUKOIL-INZHINIRING" "VolgogradNIPImorneft"

12 Gubernator Anatoliy Guzhvin ave., Astrakhan, 414014, Russian Federation

E-mail: OSemisotova@lukoilvmn.ru

Serebryakova Oksana A.

Senior Lecturer

Astrakhan State University

1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation

E-mail: geologi2007@yandex.ru

This work is devoted to the method of calculating the dynamic formation pressure for building the isobar maps used in the analysis of development the Yu. Korchagin field in the North Caspian shelf. In the process of developing offshore fields with horizontal long-haul wells is necessary to analyze the physical properties of the fluid, temperature and pressure in the reservoir, the productivity of wells and their mutual influence, and especially moving oil-water contact (OWC). For the calculation values of pressure near wells, pressure gradients on the area of the field and are built in these areas of isobar maps, with which average dynamic reservoir pressure can be defined. For operational control of the processes occurring in the reservoir, and regulation of mining is conducted monthly calculation of dynamic formation pressure formula S.Joshi based on filtration characteristics and physical properties of the fluid hydrodynamic studies and variables measured parameters, fished in the well: the flow rate of the well and the bottom hole pressure. This type of work in the development of the field is necessary for analysis of the energy state of sediments, so need regular work to refine the mathematical model of production wells in Northern Caspian fields.

Keywords: Northern Caspian, production well, horizontal tracks, isobar map, well's debit, formation pressure, formation anisotropy, skin factor, hydrodynamic researches, pressure recovery curve

Пластовые давления продуктивных залежей углеводородов являются главным геологическим и техническим параметром, влияющим на технику геологоразведочных и эксплуатационных работ, технологию разработки месторождений. Пластовое давление закладывается в основу подсчета запасов нефти и газа для проектирования добычи сырья и направления его переработки. Пластовое давление, изменяясь по глубине (рис. 1), оказывает воздействие на плотность углеводородов (УВ), коэффициенты газонасыщенности нефтей и пластовых вод, объемные коэффициенты и различные свойства УВ. Вследствие этого оценка адекватности проектных решений конкретным горно-геологическим условиям является наиболее важной задачей геолого-промыслового анализа процесса разработки месторождений. С этой целью проводятся оценки энергетического состояния залежей, динамики изменения обводненности добываемых флюидов; эффективности повышения продуктивности скважин и увеличения нефтеотдачи пластов (скин) [8].

В настоящее время особенный интерес представляет методика ведения анализа разработки месторождений Северного Каспия в связи с новым технико-технологическим уровнем, на котором проводились разведка, эксплуатационное бурение и геолого-технологические исследования. Нарботанные научно-исследовательские методики не позволяют достаточно точно сделать необходимые подсчеты, поэтому требуется коррекция многих параметров и обоснование оптимальных критериев их выбора.

В статье рассматривается методика расчета динамического пластового давления для построения карт изобар, применяемых при анализе разработки месторождения им. Ю. Корчагина на шельфе Северного Каспия.

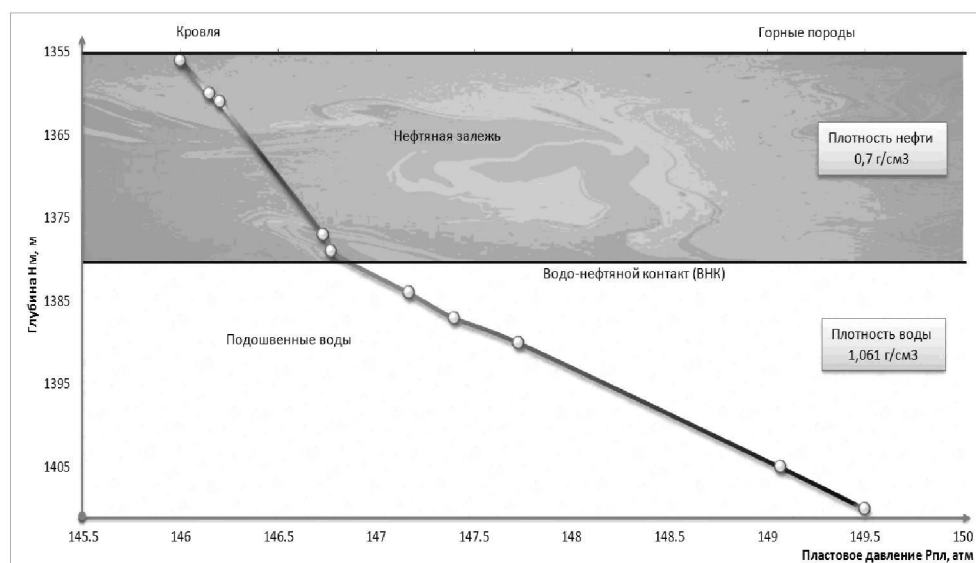


Рис. 1. Зависимость пластового давления $P_{пл}$ от глубины H_m в системе «горные породы – нефтяная залежь – пластовые воды» Северного Каспия

В процессе разработки морских месторождений с горизонтальными стволами скважин большой протяженности необходимо анализировать физические свойства флюидов, температуру и давление в пласте, продуктивность скважин и их взаимное влияние, характер и особенности перемещения ВНК. Для этого производится расчет величин пластовых давлений вблизи скважин, градиентов пластовых давлений по площади разрабатываемого месторождения. Строятся карты изобар в данных зонах.

Карта изобар представляет собой систему изолиний (изобар), с нанесенной на план инклинометрией скважин с одинаковыми значениями пластового давления на определенную дату, на которой отображаются градиенты динамического пластового давления в залежи.

С помощью карты изобар определяется также среднее динамическое пластовое давление залежи как среднее взвешенное по ее площади [6].

Для оценки продуктивных характеристик скважины и фильтрационных характеристик пласта проводятся гидродинамические исследования методом кривой восстановления давления (КВД), которые устанавливают взаимосвязь между дебитом скважины и определяющим его перепадом давления в пласте [9]. Данный вид исследования заключается в регистрации давления в остановленной скважине путем замеров глубинными манометрами. Такое пластовое давление в районе добывающих скважин называют пластовым давлением в зоне отбора.

Для оперативного контроля процессов, происходящих в пласте, и регулирования разработки месторождения проводится ежемесячный расчет динамического пластового давления на основании фильтрационных характеристик пласта и физических свойств флюида, полученных в результате гидродинамических исследований, и переменных промысловых параметров, замеряемых в скважине: дебита скважины и забойного давления [4].

При эксплуатации скважин с горизонтальными стволами зависимость между пластовым давлением, дебитом скважины и забойным давлением может быть выражена следующими формулами:

1. Формула Ю.П. Борисова [2]:

$$\frac{\Delta P}{Q} = \frac{\mu}{2\pi K_h h} \left(\ln \frac{4r_{eh}}{l} + \frac{h}{l} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right). \quad (1)$$

2. Формула Giger [13]:

$$Q = \frac{2\pi K_h h \Delta P}{\mu \left[\ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_{eh}} \right)^2}}{\frac{L}{2r_{eh}}} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right) \right]} \quad (2)$$

3. Формула Renard-Dupuy [15]:

$$Q = \frac{2\pi K_h h \Delta P}{\mu \left[\text{Arch}(\chi) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right) \right]}, \quad (3)$$

где $\chi = 2a/L$.

4. Формула S.Joshi [14]:

$$Q = \frac{K_h h \Delta P}{\mu B_o \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{(\beta + 1)r_c} + S \right\}}, \quad (4)$$

$$\text{где } a = \frac{L}{2} \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0,5}, \quad \beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}.$$

В приведенных формулах используются следующие параметры:

- μ – вязкость жидкости, Па·с;
- r_{eh} – радиус контура питания, м;
- r_c – радиус ствола скважины, м;
- B_o – объемный коэффициент, м³/м³;
- L – длина горизонтального ствола скважины, м;
- S – скин-фактор;
- K_h – горизонтальная проницаемость, мД;
- K_v – проницаемость вертикальная, мД;
- H – эффективная вертикальная толщина, м;
- Q – дебит жидкости, м³/сут;
- $\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$ – депрессия скважины, Па;
- $P_{пл}$ – пластовое давление, Па;
- $P_{заб}$ – забойное давление, Па.

При выводе формул (1–3) использовались следующие предположения [10]:

- 1) фильтрация пластовых флюидов подчиняется линейному закону Дарси и происходит в стационарном режиме;
- 2) продуктивный пласт является изотропным;
- 3) залежь имеет естественный режим питания;
- 4) залежь представляет собой цилиндр высотой h ;
- 5) трением в скважине можно пренебречь;
- 6) пластовый флюид является вязким и несжимаемым.

В отличие от формул (1–3), формула S.Joshi (Джоши) учитывает анизотропию пласта (параметр β) и скин-фактор (параметр S). Поэтому эта формула применяется для расчета динамического пластового давления эксплуатационных скважин месторождений Северного Каспия.

Значения расчетных пластовых давлений на дату построения карты изобар вычисляются по следующим формулам, основанным на формуле S.Joshi (Джоши) [11]:

$$P_{пл} = \frac{\chi C * P_{заб} + Q * 3H}{\chi C}, \quad (5)$$

где:

$$3H = \mu B_o (A + B + S), \quad (6)$$

$$\chi C = c K_h h, \quad (7)$$

$$A = \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right), \quad (8)$$

$$B = \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{(\beta + 1)r_c}, \quad (9)$$

c – коэффициент пересчета промысловых единиц в российские, Q – дебит жидкости, м³/сут; $P_{заб}$ – забойное давление, атм.

Полученные расчетные значения пластовых давлений скважины пересчитываются на поверхность ВНК по формуле:

$$P_{пл.пр.} = P_{пл} + (H_{ВНК} - H) g \rho_n, \quad (10)$$

где $P_{пл}$ – рассчитанное пластовое давление по формуле S.Joshi (Джоши), атм; $H_{ВНК}$ – абсолютная отметка поверхности ВНК, м; H – абсолютная отметка в точке замера пластового давления в скважине (глубина установки датчика, манометра); g – ускорение свободного падения, м/с²; ρ_n – плотность нефти в скважине, кг/м³.

Для построения карт изобар используются приведенные к ВНК пластовые давления, которые были рассчитаны по формуле S.Joshi (Джоши), а также данные о конструкции и инклинометрии скважин, о положении контуров ВНК и ГНК по данным сейсморазведки [1]. На основе этих данных строится карта динамических изобар в программном комплексе GeoGraphix (рис. 2).

При определении параметров, используемых в формуле S.Joshi (Джоши), базовыми принимаются значения пластовых давлений, полученных в ходе освоения скважин либо в результате остановок скважин на КВД (из отчетов по проведенным гидродинамическим исследованиям скважин). В последующих расчетах пластовых давлений работающих эксплуатационных скважин используются параметры, полученные по результатам остановок скважин на КВД [3].

Анализ карт изобар месторождения им. Ю. Корчагина показывает плавное уменьшение средневзвешенного давления по залежи и в зоне отбора. При этом при расчете динамических пластовых давлений по формуле S.Joshi (Джоши) средневзвешенное давление по залежи уменьшилось на 0,024 атм по сравнению с начальным пластовым давлением, а при расчете по формуле Ю.П. Борисова – на 0,036 атм. Поэтому в практике расчетов динамического пластового давления месторождения Северного Каспия принято решение использовать формулу S.Joshi (Джоши).

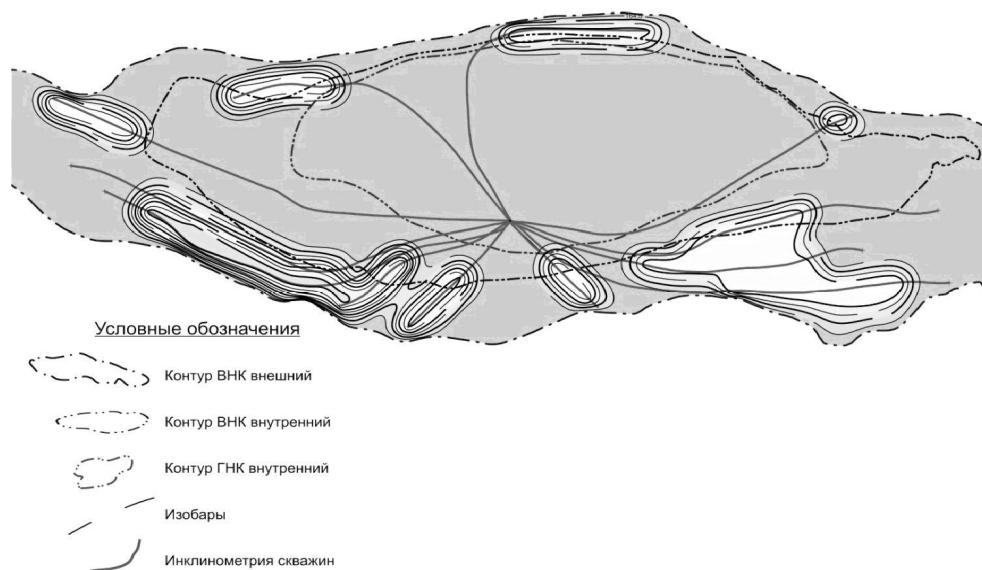


Рис. 2. Карта динамических изобар месторождения им. Ю. Корчагина шельфа Северного Каспия

Тем не менее рассчитанные значения пластовых давлений в некоторых случаях существенно отличаются от пластовых давлений, полученных в ходе анализа КВД. Этому может способствовать несовершенство скважины, нарушение закона фильтрации Дарси, изменение физических свойств пласта и жидкости, изменение значения скин-фактора в результате загрязнения призабойной зоны, а также любые другие отклонения от тех допущений, которые были сделаны при выводе формулы расчета дебита скважины [7].

Следует учитывать, что перечисленные параметры не являются измеряемыми напрямую величинами, поэтому их оценка в динамике работы скважины является достаточно сложной задачей [5].

Уточнение математической модели работы эксплуатационных скважин месторождений Северного Каспия должно осуществляться с учетом значений пластовых давлений, согласующихся с данными КВД и максимально приближенных к реальным пластовым термобарическим условиям, опытным зависимостям плотности УВ от давлений ($\rho_n/P_{пл}$), имеющим в условиях Северного Каспия значения $\rho_n = -4,07P_{пл} + 794$ (рис. 3).

Анализ карт изобар при разработке месторождения играет важную роль, так как энергетическое состояние залежи определяется текущими значениями пластовых давлений и их динамикой изменения. На карте изобар приводятся дан-

ные с начала разработки месторождения о среднем пластовом давлении по объекту в целом и по зоне отбора. Таким образом, карты изобар являются эффективным способом анализа распределения пластового давления по залежи [12].

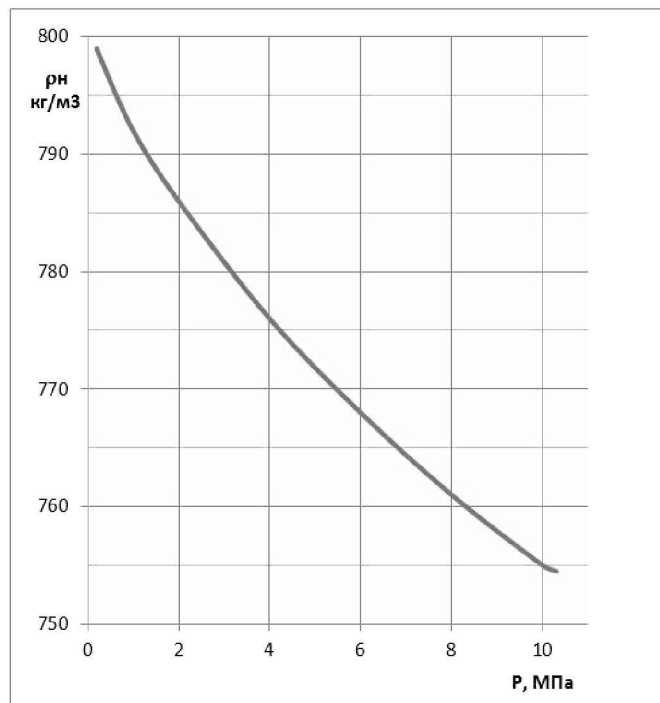


Рис. 3. Зависимость плотности нефти от давления при пластовой температуре

Снижение плотности нефтей (ρ_n) при повышении давлений в пластовых условиях происходит за счет увеличения газонасыщенности нефтей (газового фактора ГФ), так как с повышением давления увеличивается растворимость газов в нефтях. В поверхностных условиях плотность нефтей повышается за счет дегазации и стабилизации параметров.

Поэтому необходимо с достаточной степенью точности прогнозировать значение параметров, не измеряемых напрямую, на основании параметров, значения которых фиксируются в режиме реального времени, и в зависимости от видов работ, которые проводятся в скважине. Достаточность и полнота сведений, полученных по итогам гидродинамических исследований в скважине, особенно данных по анизотропии пласта, имеет также огромное значение при расчете пластового давления.

Список литературы

1. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. – Москва – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.
2. Борисов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозбойными скважинами / Ю. П. Борисов, В. П. Пилатовский, В. П. Табаков. – Москва : Недра, 1964. – 154 с.
3. Косков В. Н. Определение эксплуатационных характеристик продуктивных интервалов нефтяных скважин геофизическими методами : учебное пособие / В. Н. Косков, Б. В. Косков, И. Р. Юшков. – Пермь : Пермский государственный технический университет, 2010. – 137 с.

4. Кременецкий М. И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин : учебное пособие / М. И. Кременецкий, А. И. Ипатов. – Москва : МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
5. Кульпин Л. Г. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов / Л. Г. Кульпин, Ю. А. Мясников. – Москва : Недра, 1974. – 200 с.
6. Овчинников В. П. Технологии и технологические средства бурения искривленных скважин : учебное пособие для вузов / В. П. Овчинников, М. В. Двойников, Г. Т. Герасимов, А. Ю. Иванцов. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2008. – 152 с.
7. Оркин К. Г. Расчеты в технологии и технике добычи нефти / К. Г. Оркин, А. М. Юрчук. – Москва : Недра, 1967. – 380 с.
8. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – Утвержден и введен в действие приказом Минэнерго России от 5.02.2002 г. № 29. – Москва : Минэнерго России, 2002. – 64 с.
9. Серебряков А. О. Геоэкологические, гидрогеологические и гидрологические исследования природных вод Каспийского моря / А. О. Серебряков, О. И. Серебряков, А. О. Серебряков, А. В. Федотова, Н. М. Семчук // Геология, география и глобальная энергия. – 2013. – № 4 (51). – С. 139–150.
10. Шагиев Р. Г. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов / Р. Г. Шагиев. – Москва : Недра, 1973. – 246 с.
11. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти : учебник для вузов / В. И. Щуров. – Москва : Недра, 1983. – 510 с.
12. Юшков И. Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учебно-методическое пособие / И. Р. Юшков, Г. П. Хижняк, П. Ю. Илопин. – Пермь : Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2013. – 177 с.
13. Giger F. M. The reservoir engineering aspects of horizontal drilling / F. M. Giger, L. H. Reiss, A. P. Jourdan // Proceedings of the 59th Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, Tex, USA, 1984.
14. Joshi S. D. Horizontal well technology / S. D. Joshi. – Pennwell Books, 1991. – 552 p.
15. Renard G. Formation damage effects on horizontal-well flow efficiency / G. Renard, J. M. Dupuy // Journal of Petroleum Technology. – 1991. – Vol. 43, no. 7. – P. 786–789.

References

1. Aziz Kh., Settari E. *Matematicheskoe modelirovaniye plastovykh sistem* [Mathematical modeling of reservoir systems], Moscow–Izhevsk, Institute of Computer Science Publ. House, 2004. 416 p.
2. Borisov Yu. P., Pilatovskiy V. P., Tabakov V. P. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy gorizontnymi i mnogozaboynymi skvazhinami* [Oil development of horizontal and multilateral wells], Moscow, Nedra Publ., 1964. 154 p.
3. Koskov V. N., Koskov B. V., Yushkov I. R. *Opreделение ekspluatatsionnykh kharakteristik produktivnykh intervalov neftyanykh skvazhin geofizicheskimi metodami* [Determination of performance pay zones of oil wells by geophysical methods], Perm, Perm State Technical University Publ. House, 2010. 137 p.
4. Kremenetskiy M. I., Ipatov A. I. *Gidrodinamicheskie i promyslovo-tehnologicheskie issledovaniya skvazhin* [Hydrodynamic and industrial-technological research wells], Moscow, MAKS Press Publ., 2008. 476 p.
5. Kulpin L. G., Myasnikov Yu. A. *Gidrodinamicheskie metody issledovaniya neftegazovodonosnykh plastov* [Hydrodynamic research methods neftegazovodonosnyh beds], Moscow, Nedra Publ., 1974. 200 p.
6. Ovchinnikov V. P., Dvoynikov M. V., Gerasimov G. T., Ivantsov A. Yu. *Tekhnologii i tekhnologicheskie sredstva bureniya iskrivlennykh skvazhin* [Technology and technological means drilling deviated wells], Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ. House, 2008. 152 p.
7. Orkin K. G., Yurchuk A. M. *Raschety v tekhnologii i tekhnike dobychi nefiti* [Calculations in technology and technique of oil], Moscow, Nedra Publ., 1967. 380 p.
8. RD 153-39.0-110-01. Methodical instructions on geological and field analysis of oil and gas deposits. Approved and put into effect by order of the Ministry of Energy of Russia from 05.02.2002, no. 29, Moscow, Russian Ministry of Energy Publ. House, 2002. 64 p.
9. Serebryakov A. O., Serebryakov O. I., Serebryakov A. O., Fedotova A. V., Semchuk N. M. *Geoekologicheskie, gidrogeologicheskie i gidrologicheskie issledovaniya prirodnnykh vod Kaspiyskogo morya* [Geoeological, hydrogeological and hydrological studies of the natural waters of the Caspian Sea]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2013, no. 4 (51), pp. 139–150.

10. Shagiev R. G. *Issledovanie neftyanykh i gazovykh skvazhin i plastov* [A study of oil and gas wells and reservoirs], Moscow, Nedra Publ., 1973. 246 p.
11. Shchurov V. I. *Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefti* [Technology and Equipment of Oil: a textbook for high schools], Moscow, Nedra Publ., 1983. 510 p.
12. Yushkov I. R., Khizhnyak G. P., Ilyushin P. Yu. *Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [The development and exploitation of oil and gas fields], Perm, Perm National Research Polytechnic University Publ. House, 2013. 177 p.
13. Giger F. M., Reiss L. H., Jourdan A. P. The reservoir engineering aspects of horizontal drilling, *Proceedings of the 59th Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Tex, USA, 1984.
14. Joshi S. D. *Horizontal well technology*, Pennwell Books Publ., 1991. 552 p.
15. Renard G., Dupuy J. M. Formation damage effects on horizontal-well flow efficiency. *Journal of Petroleum Technology*, 1991, vol. 43, no. 7, pp. 786–789.

ТИПЫ СКЛАДЧАТЫХ СТРУКТУР НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ ОБЪЕКТОВ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ АЗОВСКОГО МОРЯ И ЕЙСКОГО ПОЛУОСТРОВА

Самойленко Иван Юрьевич
младший научный сотрудник

ОАО ЛУКОЙЛ «ВолгоградНИПИморнефть»
400078, Российская Федерация, г. Волгоград, пр. Ленина, 96
E-mail: ivan.geology@mail.ru

Самойленко Юрий Николаевич
доктор геолого-минералогических наук, главный геолог

«Черноморнефтегаз»
295000, Российская Федерация, Республика Крым, г. Симферополь, пр. Кирова, 52

Сианисян Эдуард Саркисович
доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой

Южный федеральный университет
344006, Российская Федерация, г. Ростов-на-Дону, ул. Большая Садовая, 105/42
E-mail: edward@sfedu.ru

Статья посвящена решению проблемы восполнения ресурсной базы углеводородов Краснодарского края за счет выявления новых перспективных объектов в пределах северо-восточной части Азовского моря и прилегающей суши (Ейская площадь). После 1965 г. геологоразведочные работы в пределах этой площади были прекращены. Это связано с ошибками интерпретации геофизических данных, имеющихся в то время, в результате чего был сделан вывод об отсутствии перспективных структур. Однако анализ расположения выявленных месторождений в тектонических зонах, которые прослеживаются также в пределах изучаемого участка, позволяет предположить развитие аналогичных продуктивных структур, еще не установленных бурением. Решению этой проблемы способствует принципиально новая геологическая модель, которую авторы построили на основе обобщения и интерпретации материалов сейсморазведки, полученных в период с 1985 по 2012 гг. В качестве основы для составления геологических моделей и оценки перспективных объектов использованы данные бурения и сейсморазведки по выявленным и изученным месторождениям. Предложенный новый подход к изучению морской и сухопутной частей площади еще не применялся в данных условиях. Новая