

Геофлюидодинамические условия в подсолевом комплексе продуктивных горизонтов в северной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области

Р.Ф. Севостьянова

Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН, г. Якутск, Россия
E-mail: rose_sevos@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены геофлюидодинамические условия залежей продуктивных горизонтов подсолевого нефтегазоносного комплекса с масштабными проявлениями аномально низких пластовых давлений. Отмечен упорядоченный характер изменения гидродинамического потенциала по разрезу, свидетельствующий о принадлежности всех залежей продуктивных горизонтов к единой геофлюидодинамической системе. Обоснован тезис о том, что энергетическое состояние пластовой системы на региональном и локальном уровнях прямо влияет на динамику газовых флюидов, как следствие, на образование нефтегазовых месторождений. Так, в подсолевом комплексе северной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области имели место процессы вторичного переформирования газовых залежей, расположенных в пределах контура пьезоминимума. Зоны пониженных пластовых давлений играют роль сборных областей для газовых флюидов как при их вертикальной, так и латеральной миграции углеводородов.

Ключевые слова: геофлюидодинамика, Верхневилучанское нефтегазовое месторождение, аномально низкие пластовые давления, венд-кембрий, терригенно-карбонатный комплекс, нефть, газ, Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область.

Для цитирования: Севостьянова Р.Ф. Геофлюидодинамические условия в подсолевом комплексе продуктивных горизонтов в северной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 3(38). С. 19–27. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art2>

Введение

Существуют различные представления о механизмах миграции и аккумуляции углеводородов (УВ) в водонасыщенных толщах пород в депрессионных водонапорных системах [1, 2]. Однако полного понимания механизма нефтегазонакопления в зонах устойчивого (в масштабах геологического времени) дефицита пластового давления пока нет.

Целью работы является детализация представлений о механизмах газонакопления в областях с регионально выдержанным дефицитом пластового давления в северной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области.

Непско-Ботуобинская антеклиз, одноименная нефтегазоносная область (НБ НГО), характеризуется сложным горно-геологическим строением. Здесь разведаны и подготовлены к освоению крупные запасы нефти, газа и конденсата. Осадочный чехол представлен вендскими, кембрийскими, юрскими и четвертичными отложениями. Венд-кембрийский терригенно-карбонатный комплекс перспективных отложений перекрыт толщей солей юрегинской свиты нижнего кембрия, которая является надежной изолирующей региональной покрывкой [3].

Аномально низкие пластовые давления (АНПД) в терригенных отложениях Непско-Ботубинской НГО выявлены в начале 70-х годов прошлого века в процессе поисково-разведочных работ на Среднеботубинском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ). Позже был установлен региональный характер дефицита пластового давления на северо-востоке НБ НГО, что повысило перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений этой территории.

В подсоловом нефтегазоносном комплексе АНПД сформировались в условиях безнапорной гидрогеологической системы, в пределах которой распространены высокоминерализованные и высоко метаморфизованные рассолы (rNa/rCl характеризуется крайне низкими значениями – 0,2 и менее). Минерализация пластовых вод в терригенных отложениях венда свыше 350–400 г/дм³, в венд-кембрийских карбонатных горизонтах достигает 500–600 г/дм³ [4]. Повышенное содержание гелия в составе свободного и растворенного газа, высокое значение гелий-аргонового отношения подземных вод указывают на древний возраст пластовых флюидов и застойный водонапорный режим пластовых вод [5].

**Региональные
геофлюидодинамические
условия газонакопления
в пределах северной части
НБ НГО**

Несмотря на то, что материалы гидрогеологического опробования распределены по рассматриваемой площади относительно неравномерно, они дают возможность установить региональные закономерности формирования АНПД.

На месторождениях северной части НБ НГО разведочным бурением установлены изменения пластовых давлений по основным продуктивным горизонтам: вилочанскому, харыстанскому, ботубинскому, юряхскому и осинскому [2].

Геофлюидодинамические условия венд-кембрийского терригенно-карбонатного комплекса своеобразны. Главной особенностью подсолового нефтегазоносного комплекса на уровне ботубинского горизонта является существенное снижение пластового давления по отношению к гидростатическому в среднем на 30%. В осинском горизонте пластовое давление ($P_{пл}$) соответствует условно гидростатическому ($P_{уг}$), т. е. $P_{пл}/P_{уг} \sim 1$; в ботубинском и харыстанском горизонтах – $P_{пл}/P_{уг} \sim 0,74$; в вилочанском горизонте $P_{пл}/P_{уг} \sim 0,72$, т. е. по разрезу отмечается постепенное снижение гидродинамического потенциала от подошвы солей до фундамента.

Среднее значение пластовых давлений на глубине 1500 м составляет 14,0–15,9 МПа, на глубине 2500 м – 17,0–18,7 МПа (табл. 1). Пластовые давления в подсоловом комплексе изменяются вполне упорядоченно, свидетельствуя о принадлежности всех выделенных проницаемых горизонтов на месторождениях северной части Непско-Ботубинской НГО к единой региональной геофлюидодинамической системе.

Наряду с подземными водами в недрах присутствует газовая компонента, формирующая значительные скопления УВ в виде месторождений свободного газа и газовых шапок нефтяных залежей, а также находящаяся в растворенном состоянии в воде и нефти.

Таблица 1

**Градиенты пластовых давлений подсолевого комплекса продуктивных отложений
северной части Непско-Ботубинской НГО (по данным [2])**

Месторождение	Продуктивные горизонты		Разница давлений между горизонтами, МПа	Разница глубин между горизонтами, м	grad P, МПа/100 м
	Глубина, м Давление, МПа	Глубина, м Давление, МПа			
Среднеботубинское НГКМ, скв. 1, 2	Осинский 1497,0 14,0	Ботубинский 1876,0 14,2	0,2	379,0	0,05
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 574, 575	Осинский 1494,2 14,0	Ботубинский 1926,0 14,3	0,3	431,8	0,07
Верхневилучанское НГМ, скв. 612, 609	Юряхский 1643,0 15,9	Вилучанский 2576,0 18,7	2,8	933	0,3
Вилуюско-Джербинское ГМ, скв. 643	Юряхский 1505,0 15,8	Вилучанский 2497,0 18,0	2,2	992	0,2

Благодаря своей способности к накоплению потенциальной энергии за счет сжатия, газ может выступать основным аккумулятором и источником пластовой энергии, способствующей движению флюидов в глубоких горизонтах, а в отдельных случаях даже поддерживать работу нефтяных скважин в режиме фонтанирования в условиях дефицита пластового давления [6].

В период опытно-промышленной эксплуатации нефтяной оторочки Среднеботубинского НГКМ скважины длительный период эксплуатировались в режиме естественного газлифта за счет энергии растворенного в нефти природного газа [6]. Среднесуточный дебит скважины составлял 40 т, промысловый газовый фактор не превышал 80 м³/т добытой нефти. Была установлена возможность долговременной эксплуатации скважин в режиме фонтанирования.

По данным А.С. Анциферова, газонасыщенность вод в венд-кембрийском

терригенно-карбонатном комплексе составляет 373–780 см³/л. Состав растворенного газа преимущественно метановый (свыше 75%, включая тяжелые углеводородные компоненты). Коэффициент газонасыщения превышает 0,5 [7]. Указанная недонасыщенность рассолов, возможно, связана с естественной дегазацией вод в связи с изменениями термобарических условий. Несмотря на относительно низкое газосодержание пластовых вод, общий объем водорастворенного газа достаточно велик и может определять динамику дальней миграции.

На этом фоне рассольные воды, как составной элемент подсолевой флюидной системы, пассивны, в условиях пониженных пластовых давлений не имеют достаточного потенциала для формирования регионального потока. Подчеркнем, что стагнационный режим подземных вод в подсолевом комплексе Непско-Ботубинской антиклизы может обеспечить надежное захоронение промстоков на действующих промыслах [8].

При существенном дефиците нефти и пластовой воды как жидкой фазы системы, передача давления и гидравлическая связь в рамках единой ловушки (зона АНПД) обеспечиваются наиболее подвижным флюидом – газом. Далее эта геофлюидодинамическая особенность рассмотрена на примере Верхневилучанского нефтегазового месторождения.

Роль сжатых газов в формировании геофлюидодинамических условий Верхневилучанского нефтегазового месторождения

Верхневилучанское нефтегазовое месторождение открыто в 1975 г. Промышленные залежи газа установлены в вилучанском, харыстанском и юряхском продуктивных горизонтах, этаж газоносности месторождения составляет 900 м (интервал глубин: 1600–2500 м).

Вилучанский горизонт. Пластовое давление в продуктивном вилучанском горизонте замерено в 8 скважинах (13 объектов), из них 4 – газовых и 4 – водяных. Среднее значение пластового давления на глубине 2500 м составляет 17,5 МПа, температура +17 °С (рис. 1).

Харыстанский горизонт. Пластовое давление в продуктивном харыстанском горизонте замерено в 8 скважинах (все объекты газовые). Значения пластовых давлений на глубине 2200–2300 м составляют 17,1–18,6 МПа, температура в залежи +14 °С. Результаты замеров пластового давления отражают некоторую индивидуальность газовой залежи харыстанского горизонта и не укладываются в общую закономерность по линии тренда.

Залежь *Юряхского горизонта* (пласты Ю-I, Ю-II) является основной, содержит свыше 90% запасов месторождения, имеет блоковое строение. Пласты залежи юряхского горизонта составляют единую пластовую систему, дифференциации пластовых давлений по блокам не наблюдается. Значения давлений определены на основании замеров в процессе исследования 27 скважин (см. рис. 1). Из них 21 скважина – газовая. В преобладающем большинстве значение пластового давления по блокам составляет 15,9 МПа, пластовая температура в залежи равна +9 °С.

График, характеризующий изменение градиентов пластовых давлений в газовом и водоносном интервалах разреза (см. рис. 1), отражает своеобразие барической обстановки месторождения. Так, в газовых залежах подсолевого нефтегазоносного комплекса наблюдается несоответствие градиента роста давления с глубиной гидростатическому закону. Фактический градиент роста давления в интервале между залежами юряхского и вилучанского горизонтов значительно меньше гидростатического и составляет округленно 1,6 МПа на 900 м, или 1,78 кг/см² на каждые 100 м глубины. Градиент пластового давления определяется плотностью газа и весом газового столба. В нижней части газового интервала расположена залежь вилучанского горизонта, здесь распределение пластовых давлений больше соответствует гидростатическому закону (линия тренда параллельна линии гидростатических давлений) на уровне водоносного интервала, подпирающего газовую залежь, на глубинах свыше 2500 м.

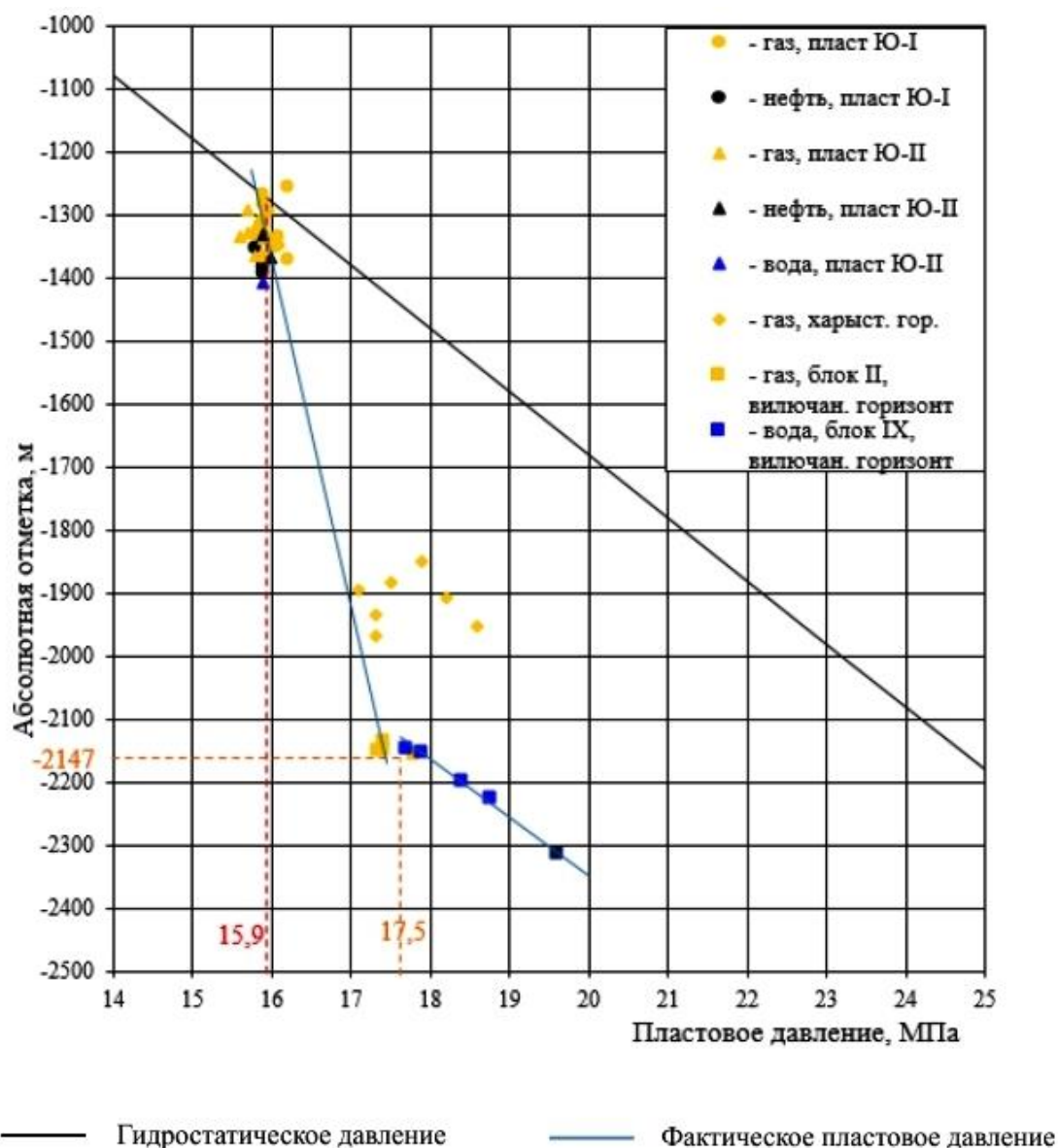


Рис. 1. Распределение пластовых давлений по глубине на Верхневилучанском нефтегазовом месторождении

Взаимное положение на графике двух линий тренда пластовых давлений, имеющих разный угол наклона, наглядно определяет два интервала в разрезе месторождения: один – преимущественно газового насыщения и второй – подстилающий, водонасыщенный. Граница

раздела фаз, как следует из указанного взаимоотношения, по всей видимости, устанавливается на глубине 2500 м (а.о. –2160 м) и в региональном плане условно может быть определена как геофлюидодинамическая газосодержащая ловушка.

Заключение

На основе детального анализа геофлюидодинамической обстановки северо-восточной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области сделаны выводы о повсеместном развитии в подсолевой части разреза депрессионного гидродинамического режима; активном проявлении современных процессов переформирования залежей УВ в пределах регионального пьезоминимума в подсолевой части осадочного чехла; возможности межпластовых гравитационных перетоков рассолов с частичной разгрузкой подземных вод в разломные зоны кристаллического фундамента (гидродинамическая инверсия).

Показано, что область низких пластовых давлений на северо-востоке НБ НГО сохраняет благоприятные условия как газосборная зона при вертикальной и латеральной миграции газовых флюидов из периферийных частей осадочного бассейна. Регионально выдержанные пластовые резервуары в нижней

терригенной и верхней карбонатной частях разреза в большинстве состоят из изолированных или плохо связанных между собой флюидонасыщенных и проницаемых участков. Это обстоятельство привносит элемент неоднозначности в интерпретацию геофлюидодинамического состояния территории.

Установлено, что на региональном и локальном уровнях в подсолевой части разреза северо-восточной части НБ НГО гидродинамический потенциал системы неоднороден для различных флюидов, как следствие, формирование скоплений УВ контролируется активностью газовой динамики и пассивностью гидродинамики.

Изложенные в данной статье результаты по детальному обоснованию энергетического разобщения нефти, газа и пластовой воды в пределах единой геофлюидодинамической системы НБ НГО дополняют научные представления об особенностях механизмов формирования зон нефтегазонакопления в пределах бассейнов с различными геофлюидо-динамическими режимами.

Литература

1. Абукова Л.А., Волож Ю.А. Геофлюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления осадочных бассейнов // Геология и геофизика. 2021. Т. 62, № 8. С. 1069–1080. <https://doi.org/10.15372/GiG2021132>
2. Яковлев Ю.И., Семашев Р.Г. Гидродинамическое обоснование выделения водонапорных систем депрессионного типа // Геология нефти и газа. 1982. № 9. С. 23–27.
3. Ситников В.С., Кушмар И.А., Баженова Т.К. и др. Геология и нефтегазовый потенциал юго-запада республики Саха (Якутия): реалии, перспективы, прогнозы: Сб. научных трудов. СПб.: ВНИГРИ, 2014. 436 с.
4. Вожов В.И., Анциферов А.С., Букаты М.Б. Гидрогеохимическая зональность верхнедокембрийских и кембрийских нефтегазоносных отложений Сибирской платформы // Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов Сибири: Сб. научных трудов. Новосибирск, 1977. С. 4–18. (Труды СНИИГГИМСа. Вып. 254).
5. Савченко В.П. Аргон и гелий как индикаторы условий прохождения нефти и газа и формирования их залежей // Газовая промышленность. 1958. № 5. С. 1–5.

6. *Корнев И.А., Сафронов А.Ф., Черемкин М.К. и др.* Состояние работ по опытно-промышленной эксплуатации нефтяной оторочки Среднеботуобинского месторождения // Физико-технические проблемы добычи, транспорта и переработки нефти и газа в северных регионах: Материалы конференции 25–26 июля 2002 г. Якутск: ЯФ изд-ва СО РАН, 2002. С. 61–65.
7. *Анциферов А.С., Бакин В.Е., Воробьев В.Н. и др.* Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1986. 243 с.
8. *Абукова Л.А., Яковлев Ю.И.* Геоэкологическая концепция разработки месторождений нефти с низким гидродинамическим потенциалом // Нефтепромысловое дело. 2008. № 5. С. 15–18.

Geofluid dynamic conditions in the subsalt complex of productive horizons in the northern part of the Nepa-Botuoba oil and gas region

R.F. Sevostianova

Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russia

E-mail: rose_sevos@mail.ru

Abstract. The article considers the geofluid dynamic state of productive horizons of the subsalt hydrogeological complex with large-scale of subnormal pressure formation. An ordered change in the hydraulic potential along the section is noted, indicating that all the selected permeable formation in the established sediments belong to a single geofluid dynamic system. The energy state of the reservoir fluid system at the regional and local level is proven to directly affect the dynamics of gas fluids and, consequently, the formation of oil and gas deposits. Thus, the processes of secondary reformation of gas deposits occurred in the subsalt hydrogeological complex of the northern part of the Nepa-Botuoba oil and gas region. The subnormal pressure zones serve as gas-collecting areas during vertical and lateral migration of gas fluids.

Keywords: geofluid dynamics, Verkhnevilyuchanskoye oil and gas field, subnormal pressure formation, Vendian, Cambrian, terrigenous-carbonate complex, oil, gas, Nepa-Botuoba oil and gas region.

Citation: *Sevostianova R.F.* Geofluid dynamic conditions in the subsalt complex of productive horizons in the northern part of the Nepa-Botuoba oil and gas region // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 3(38). P. 19–27. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art2> (In Russ.).

References

1. *Abukova L.A., Volozh Yu.A.* Fluid geodynamics of deeply buried zones of oil and gas accumulation in sedimentary basins // Russian Geology and Geophysics. 2021. Vol. 62, No. 8. P. 878–886. <https://doi.org/10.2113/RGG20214348>
2. *Yakovlev Yu.I., Simashov R.G.* Hydrodynamic justification of recognition of water drive systems of depression type // Geologiya Nefti i Gaza. 1982. No. 9. P. 23–27. (In Russ.).
3. *Sitnikov V.S., Kushmar I.A., Bazhenova T.K.* et al. Geology and oil and gas potential of the south-west of the Republic of Sakha (Yakutia): realities, prospects, forecasts: Collected papers. St. Petersburg: VNIGRI, 2014. 436 p. (In Russ.).
4. *Vozhov V.I., Antsiferov A.S., Bukaty M.B.* Hydrogeochemical zonality of Upper Precambrian and Cambrian oil and gas deposits of the Siberian platform // Hydrogeology of oil and gas basins of Siberia: Collected papers. Novosibirsk, 1977. P. 4–18. (Proceedings of Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials. Iss. 254). (In Russ.).
5. *Savchenko V.P.* Argon and helium as indicators of oil and gas passage conditions and formation of their deposits // Gazovaya Promyshlennost. 1958. No. 5. P. 1–5. (In Russ.).
6. *Kornev I.A., Safronov A.F., Cheremkin M.K.* et al. The state of work on the pilot operation of the oil rim of the Srednebotuobinskoye field // Physical and technical problems of production, transport

and processing of oil and gas in the northern regions: Proceedings of the Conference, 25–26 July 2002. Yakutsk: Publishing House of Siberian Branch of the RAS, Yakut Branch, 2002. P. 61–65. (In Russ.).

7. *Antsiferov A.S., Bakin V.E., Vorobiev V.N.* et al. Nepa-Botuoba anteklise is a new promising area for oil and gas production in the East of the USSR. Novosibirsk: Nauka, Sib. Br., 1986. 243 p. (In Russ.).

8. *Abukova L.A., Yakovlev Yu.I.* Geoecological concept of development of oil fields with low hydrodynamic potential // Oilfield Engineering. 2008. No. 5. P. 15–18. (In Russ.).