

orogenov : materialy mezhdunarodnogo simpoziuma [Modern Problems of Geodynamics and Geoecology of the Innercontinental Orogens. Proceedings of International Symposium], Bishkek, Russian Academy of Sciences, 2012, vol. 2, pp. 266–271.

10. Popkov V. I. Strukturnaya geologiya zony sochleneniya Chernomorskoy vpadiny i Kavkaza [Structural geology of the junction zone between the Black Sea basin and the Caucasus]. *Geologiya. Izvestiya otdeleniya nauk o Zemle i prirodnym resursakh Akademii nauk Respubliki Bashkortostan* [Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences and Natural Resources of Republic Bashkortostan Academy of Sciences], 2010, no. 15, pp. 21–28.

11. Popkov V. I. Tangentsialnaya tektonika i neftegazonosnost Aralo-Kaspiyskogo regiona [Tangential tectonics and oil and gas bearing of the Aral and Caspian Region]. *Doklady Akademii nauk SSSR* [Proceedings of USSR Academy of Sciences], 1990, vol. 313, no. 2, pp. 420–423.

12. Popkov V. I. Cheshuychato-nadvigovoe stroenie Severo-Zapadnogo Kavkaza [Squamousthrusted structure of the North-West Caucasus]. *Doklady Akademii nauk* [Proceedings of Academy of Sciences], 2006, vol. 411, no. 2, pp. 223–225.

13. Popkov I. V. Novye predstavleniya o stroenii i perspektivakh neftegazonosnosti Severo-Zapadnogo Kavkaza po dannym seysmorazvedki [New ideas about the structure and oil and gas bearing of the North-Western Caucasus by seismic data]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2012, no. 4 (47), pp. 46–51.

14. Popkov I. V. Ob anomalno vysokoy skorosti tektonicheskikh dvizheniy v oblastiakh razvitiya gryazevoego vulkanizma [The anomalously high rate of tectonic movements in the areas of mud volcanism]. *Geologiya. Izvestiya otdeleniya nauk o Zemle i prirodnym resursakh Akademii nauk Respubliki Bashkortostan* [Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences and Natural Resources of Republic Bashkortostan Academy of Sciences], 2012, no. 17, pp. 27–32.

15. Popkov V. I. Collision tectonics of the north-western Caucasus. Natural *Cataclysms and Global Problems of the Modern Civilization. Book of abstracts the of World Forum. International Congress, September 19–21, Istanbul, Turkey*. London, 2011, pp.78–79.

ПОКАЗАТЕЛИ ПРОДОЛЖАЮЩЕГОСЯ ПРОЦЕССА ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ЮГЕ РОССИИ

Доценко Валерий Владимирович

кандидат геолого-минералогических наук, доцент

Южный федеральный университет

344006, Российская Федерация, г. Ростов-на-Дону, ул. Большая Садовая, 105/42

E-mail: d.valeri@mail.ru

Сианисян Эдуард Саркисович

доктор геолого-минералогических наук, профессор

Южный федеральный университет

344006, Российская Федерация, г. Ростов-на-Дону, ул. Большая Садовая, 105/42

E-mail: edward@sfnedu.ru

Изложены существующие представления о скорости и о продолжительности процесса формирования залежей нефти и газа. Они разделены на три группы. Систематизированы фактические данные о современных процессах формирования этих залежей. Отмечено практическое следствие установления таких фактов, связанное с оптимизацией процесса разработки залежей. Большая продолжительность формирования залежей нефти и газа объясняется длительным существованием залежей при постоянной или периодической подпитке углеводородами. Понятие «залежь» имеет в литературе различные определения. Согласно основной характеристике, залежь – это единичное скопление нефти и (или) газа в ловушке. Это открытые флюидные системы. Они могут

находиться в НГК в трёх состояниях: равновесном, в состоянии формирования и в состоянии разрушения. Залежи могут иметь больше одного источника УВ и быть связаны с разными очагами генерации УВ. Формирование залежей – это сложный, многофакторный, циклический импульсирующий процесс. Он требует тщательного изучения. Большинство залежей нефти и газа сформировались или переформировались сравнительно недавно в связи с активизацией тектонических процессов, процессов нефтегазообразования, миграции и перестройки структурного плана молодых и древних платформ. Можно сказать то же самое и о подвижных областях альпийского возраста и их периферии (краевых прогибов). На поздней стадии разработки разномасштабных залежей нефти и газа наблюдается стабилизация добычи в различных геодинамических условиях на определённом уровне, который может сохраняться неопределённое время.

Ключевые слова: залежь, миграция, время формирования, пластовые давления, газовый фактор, дебит, коллектор, разрушение залежей, запасы нефти и газа, газонасыщенность, нефтенасыщенность, газовый фактор, коэффициент извлечения нефти, гидрохимическая аномалия, физические свойства нефти, химические свойства нефти, гипергенез, оптимизация разработки залежей.

INDICATORS OF PROCEEDING PROCESS OF FORMATIONS OF OIL AND GAS DEPOSITS IN THE SOUTH OF RUSSIA

Dotsenko Valeriy V.

C.Sc. in Geology and Mineralogy, Associate Professor
Southern Federal University
105/42 Bolshaya Sadovaya st., Rostov-on-Don, 344006, Russian Federation
E-mail: d.valeri@mail.ru

Sianisyan Eduard S.

D.Sc in Geology and Mineralogy, Professor
Southern Federal University
105/42 Bolshaya Sadovaya st., Rostov-on-Don, 344006, Russian Federation
E-mail: edward@sfnedu.ru

Setting out the existing ideas about the rate and duration processes of formation of oil and gas deposits. They are divided into three groups. The actual data are systematizing pointing to the modern processes of formation of oil and gas deposit. Noted the practical consequence of the establishment of such facts connected with bonus deposit development process optimization. The great duration of the formation of oil and gas deposits is explained the long duration of the existence of deposits at a constant or periodic recharge of hydrocarbons. The concept of "deposit" has various definitions in the literature. In according to the basic characteristics deposit is a single accumulation of oil and (or) gas trapped. It is the open and fluid systems that may be in the NGK in the three states of equilibrium, in the state of formation and destruction in the state. Deposits may have more than one source of hydrocarbons and be associated with different foci of hydrocarbon generation. Formation of deposits ar the complex, multifactorial, cyclic and pulsating process. It requires the careful study. Most oil and gas deposits are formed or reformed to varying degrees in recent times due to the activation of tectonic processes, processes of petroleum formation, migration and structural adjustment plan of young and old platforms May say also about the moving areas of the Alpine age and their peripherals (foredeeps). At late stages of multiscale oil and gas deposits in different geodynamic conditions observed stabilization of production at a certain level, which may persist indefinitely.

Keywords: deposit, migration, formation time, bed pressure, gas factor, yield, collector, destruction of deposits, oil and gas reserves, gas saturation, oil saturation, gas

factor, factor of oil extraction, hydrochemical anomaly, physical properties of oil, chemical properties of oil, hypergenesis, optimization of development of deposits

За последнее десятилетие в ряде работ обращают внимание на продолжающиеся процессы формирования залежей и увеличение извлекаемых запасов нефти и газа от начальной величины при разработке залежей. В связи с этим появился термин «залежи с самовосполняющимися запасами». Широкое установление таких фактов должно изменить представления о путях и скорости миграции углеводородов (УВ), механизме, времени, скорости и продолжительности формирования залежей, ресурсах УВ. Это позволит оптимизировать разработку месторождений нефти и газа.

Многие вопросы формирования залежей УВ: направления, масштабы, формы и факторы миграции, а также время формирования залежей – до сих пор являются предметом дискуссий. Существующие представления о скорости и продолжительности процесса формирования залежей УВ можно разделить на три группы [8, 9]: залежи формируются очень длительно; залежи формируются относительно быстро; залежи формируются с очень высокой скоростью.

Представление об очень длительной продолжительности формирования залежей связано с условиями медленного опускания и постепенного прогревания нефте- и газоматеринских пород, с низкой скоростью процессов генерации и миграции УВ. Например, В.И. Ларин, изучая с 80-х гг. прошлого века процессы формирования залежей нефти и газа, в 2004 г. совместно с И.С. Гутманом [16] пришёл к выводу, что они формируются за счёт вертикального диффузионного потока УВ в течение 100 млн. лет и возможно более.

Представления об относительно быстром формировании залежей нефти и газа основаны на расчётах начала времени их формирования по времени образования ловушек. Продолжительность формирования залежей определяется в областях позднекайнозойской складчатости с наименьшими погрешностями. Это связано здесь с молодостью ловушек. Расчёты, проведенные Ф.М. Багир-Заде (1969), И.В. Высоцким (1971; 1976), Р. Кингом и др. (1970), А. Леворсенном (1967), М. Хэлбути на примерах месторождений Калифорнии, побережья Мексиканского залива, Апшеронского полуострова, Румынии, Бирмы и Индонезии показали, что продолжительность формирования месторождений нефти составляет от 0,1 до 3 млн. лет с учётом времени вторичной миграции УВ.

С учетом других факторов: времени формирования производящих отложений и скорости их вхождения в главные зоны нефте- и газообразования, интенсивности генерации, эмиграции, миграции и аккумуляции УВ – продолжительность формирования месторождений в тех же нефтегазоносных бассейнах (НГБ), по И.В. Высоцкому (К. Бека, И.В. Высоцкий; 1976), составляет не более 10–12 млн лет. Таким образом, 25–30 % времени формирования месторождений нефти приходится на процесс собирательной миграции и аккумуляции УВ. Это максимально составляет не более 3 млн лет. При этом интенсивность формирования залежей нефти составляет от 12 до 700 т/год на ловушку. Наиболее длительно, хотя и с большой скоростью, формируются крупные и уникальные месторождения нефти.

В более поздней работе И.В. Высоцкий [4] привёл осредненные результаты теоретических расчетов скорости и продолжительности формирования месторождений УВ. Эти расчеты были сделаны им на основе учёта времени раз-

вития стадий нефтегазообразования и нефтегазонакопления, а также учёта объёмов осадочных пород, органического вещества (ОВ) и продуктов их генерации. Результаты расчётов показали, что скорость формирования нефтяных залежей в НГБ платформенного типа лежит в пределах от 0,2 до 8,8 м³/год, или от 0,2 до 8,8 млн м³/млн лет. В НГБ складчатых областей, где все геологические процессы протекают в 4–6 раз быстрее, продолжительность генерации УВ уменьшается. Скорость генерации и формирования залежей УВ увеличивается.

Расчёты скоростей миграции нефти и газа для различных геологических условий были проведены С.Г. Неручевым и другими учеными сравнительно недавно [19]. По их данным наиболее реальные скорости латеральной миграции нефти могут лежать в пределах от 4,8 до 490,6 км/млн лет в платформенных условиях при коэффициенте фазовой проницаемости нефти ($K_{фп}$) равном 0,1. При этом нефтенасыщенность пород составляет около 35 % на путях миграции, в широком диапазоне проницаемость коллектора от 0,001 D до 0,1 D. Плотность нефти равна 0,75 г/см³, вязкость – 1 сП. Плотность воды составляет 1,1 г/см³, коэффициент пористости коллекторов – 0,2 и угол наклона пластов от 0°,30' до 5°,00'. Этим скоростям соответствует время формирования нефтяных месторождений вследствие латеральной миграции от 0,1 до 10 млн лет.

Наиболее реальные скорости латеральной миграции нефти лежат в пределах от 9,5 до 2756,2 км/млн лет в складчатых областях при углах наклона пластов коллекторов от 10° до 30° и прочих равных условиях. А время формирования месторождений составляет от 0,5 до 5,2 млн лет. В НГБ с высокой плотностью эмиграции нефти в прикровельной части коллекторов и соответственно при высокой фазовой проницаемости нефти, равной единице, для формирования месторождения за счёт латеральной миграции требуется времени в 10 раз меньше – от 0,01 до 1 млн лет.

Эти расчёты подтверждаются данными, приведенными И.В. Высоцким (1987), согласно которым в областях кайнозойской складчатости формирование нефтяных месторождений происходит за время от 0,1 до 1 млн лет. Скорость вертикальной миграции нефти оценивается более 5000 км/млн лет, при трещинной проницаемости в 0,1 D (D), фазовой проницаемости 0,1 и тех же параметрах нефти и пород, какие принимались в предыдущих расчётах, [19]. То есть миграция нефти вверх на 1 км по разрезу могла бы осуществиться всего за 180 лет. По геологическим меркам практически мгновенно. Это справедливо только для этапа собственно вторичной вертикальной миграции, когда эффективные каналы коллектора уже полностью заполнены нефтью на всём его протяжении от производящей породы до ловушки. Однако этапу неограниченной миграции предшествует весьма продолжительный по времени (несколько десятков миллионов лет) этап насыщения путей миграции остаточной нефтенасыщенностью. Она определяет миграционные потери.

Большая продолжительность этого этапа связана также с тем, что количество нефти, поступающей в коллектор из производящих пород, растёт во времени очень медленно. Например, в пределах Сургутского свода плотность эмиграции жидких УВ из нефтепроизводящих пород баженовской свиты увеличивалась во времени экспоненциально, по мере вхождения свиты в главную зону нефтеобразования (ГЗН) от 0,00148 млн т/км² 100 млн лет назад, до 4,58 млн т/км² 20 млн лет назад. В связи с этим фактическая средняя скорость продвижения фронта нефти росла также от 0,02–0,048 м/млн лет в промежутке

времени от 100 до 90 млн. лет назад по коллекторам вертикально вверх до их кровли. До 37,0–49,2 м/млн. лет – в промежутке времени от 30 до 20 млн. лет назад. То есть скорость миграции нефти оказывается в 100'000 раз меньшей во время насыщения коллектора, по сравнению со скоростью миграции неограниченного количества исходной нефти по каналам, уже заполненным нефтью.

Скорости миграции газа, при прочих равных геологических условиях, в 70–80 раз превышают скорости миграции нефти. Это объясняется значительно меньшей плотностью и вязкостью газа. Формирование газовых месторождений происходит весьма быстро – за несколько десятков тысяч лет [19]. В конце XX в. появились факты. Они позволили ряду исследователей сделать вывод о том, что залежи могут формироваться с высокими скоростями, сопоставимыми со скоростями отбора нефти и газа при их добыче, или они формируются в течение исторического времени. Это третье представление поддерживается рядом сторонников осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа, например Б.А. Соколовым, Н.А. Гусевой [22], Б.А. Соколовым (1995), а также исследователями, допускающими возможность смешанного происхождения УВ (В.П. Гаврилов; 2003) [5] и др.

Вопросы формирования залежей связаны непосредственно с проблемой происхождения нефти и газа. Согласно неорганической концепции нефтегазообразования происходит в астеносферных очагах и зонах глубинных разломов земной коры. Вертикальное направление миграции нефти и газа является преобладающим. Поэтому во время продолжающегося кайнозойского цикла нефтегазообразования и нефтегазонакопления, который связан с позд-неальпийской стадией тектогенеза, УВ мигрировали через всю толщу осадочного чехла. При этом многие, ранее существующие залежи были омоложены, переформированы или разрушены. По этой причине В.Б. Порфирьев (1959, 1967, 1967, 1977) считал, что все месторождения на Земле сформировались на новейшем этапе тектонического развития Земли – в миоценово-плейстоценовое время – за счёт вертикальной миграции. Ещё недавно это представление считалось невероятным, но в настоящее время его поддерживают В.И. Дюнин, А.В. Корзун [10], Тимурзиев (2009), И.М. Шахновский (2005) и многие другие исследователи. Сторонники осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа относят также формирование всё большего числа месторождений к кайнозойскому возрасту. Так, например, по расчётам С.Г. Неручева и др. [19] все нефтяные и газовые месторождения Западно-Сибирской плиты сформировались в кайнозое.

Для оценки масштабов формирования залежей на современном этапе необходимо выявление различных критериев, указывающих на продолжающийся процесс аккумуляции нефти и газа. В 1984 г. в справочнике по геологии нефти и газа [23] И.М. Михайлов выделил всего три способа в классификационной схеме методов определения времени формирования залежей нефти и газа. Эти способы однозначно указывают на продолжающийся процесс формирования залежей: потенциометрический; учёта газонасыщенности пластовых вод и определения коэффициента заполнения ловушек.

Н.А. Ерёмченко и И.М. Михайлов (1972) предложили *потенциометрический способ* для многопластовых дизъюнктивно ограниченных месторождений. В пределах наблюдается равенство энергетических уровней в вершинах залежей. Полная потенциальная энергия залежи, без учета начального градиента

давления нефти в пласте-резервуаре, определяется уравнением: $p_z = p_e + \Delta p$, где p_z – полная потенциальная энергия залежи; p_e – потенциал воды пласта-коллектора; Δp – избыточное давление залежи на высоте точки расчета. Дизъюнктивно ограниченные залежи, потенциал которых равен потенциалу вод разлома (приведенному давлению), являются гидравлически экранированными. Сохранность этих залежей обеспечивается за счёт превышения напора вод со стороны разлома над напором вод продуктивных пластов. Энергетическое равновесие в залежах может существовать только при наличии перетоков УВ и во время формирования залежей в неравновесных гидрогеологических условиях.

Примером может служить Алексеевское нефтяное месторождение Прикаспийской впадины, выявленное в 1988 г. в пределах Волгоградской области. Начальное пластовое давление составляло в среднем 49,19 МПа на месторождении. В процессе разработки давление снизилось до 19 МПа. Затем в 2008 г. давление в залежи резко возросло до 58 МПа, после очистки забоя скважины. Начался приток газоконденсата [3]. Аналогичные процессы наблюдаются на соседних месторождениях: Малышевском, Северо-Алексеевском, Степновском и залежах других районов Волгоградской области.

В.И. Корценштейн предложил способ учета газонасыщенности пластовых вод, или упругости растворенных газов в воде. В 1968 г. он обосновал положение, согласно которому газовые залежи, окружённые пластовыми водами с предельным газонасыщением, находятся в состоянии формирования. Способ определения коэффициента заполнения ловушек, по И.М. Михайлову (1984), является наиболее простым. Он исходит из того, что в ловушках, полностью заполненных УВ, продолжается их поступление в залежь в настоящее время. При этом для установления истинного положения замка ловушки необходимо учитывать ложную покрывку и влияние гидродинамики на положение контуров залежей.

Процессы разрушения залежей УВ, особенно газовых, идут достаточно быстро. Поэтому месторождения могут существовать длительное время, только при динамическом равновесии между процессами их формирования и разрушения. Залежи с коэффициентом заполнения ловушки менее 1 могут находиться также на стадии формирования, а не разрушения. Например, водоплавающие залежи нефти Николаевского и Убеженского нефтегазовых месторождений Ставропольского свода, где коэффициенты заполнения ловушек нефтью равны 0,25 и 0,1 соответственно.

Месторождения занимают наиболее высокое гипсометрическое положение. Черкесская свита эоцена является газоносным месторождением, а свита горячего ключа палеоцена – нефтеносным. Кровля свиты палеоцена лежит на глубинах от 370 до 395 м на Убеженском месторождении и от 550 до 650 м – на Николаевском. Учитывая глубину нахождения, нефтяные залежи данных месторождений имеют следующие аномальные характеристики (соответственно на Убеженском и Николаевском месторождении): высокие температуры – 54,5 и 62 °С; аномально низкие пластовые давления – 2,5 и 3,3 МПа, что на 30–50 % ниже условного гидростатического; очень лёгкие нефти плотностью 773 и 783 кг/м³. Незначительное содержание растворённого в нефти газа составляет 4 и 25 м³/м³. Отсутствуют признаки гипергенных изменений нефти при наличии в залежи воды низкой минерализации (до 66–76 мг-экв/л). Месторождения формируются за счёт вертикальной миграции. Данная миграция подтверждает-

ся следующими фактами: а) керн, поднятый с различных глубин ниже водо-нефтяного контакта (ВНК), насыщен конденсатом (при поджоге горит или об- лагает резко выраженным запахом конденсата); б) при испытании интервалов, в которых отбирался керн, в ряде случаев получены притоки воды с плёнкой нефти; в) состав нефтей в залежах имеет сходство с конденсатами нижнемело- вых и юрских отложений смежно-расположенной Восточно-Кубанской впади- ны [17]. Это один из редких примеров нахождения прямых следов вторичной миграции УВ, причём вертикального направления.

На процесс продолжающегося формирования данных залежей указывают следующие факты: а) обнаружение следов вертикальной миграции УВ ниже ВНК; б) наличие опреснённых подошвенных вод; в) отсутствие признаков биodeградации нефтей, находящихся в зоне гипергенеза. Низкие коэффициен- ты заполнения ловушек в рассматриваемых нефтяных залежах связаны с низ- ким качеством покрышек. Об этом говорит очень низкий газовый фактор (ГФ) нефтей 4 и 25 м³/т, при низкой их плотности – 789 и 765 кг/м³ соответственно на Николаевском и Убеженском месторождении, и наличие газовых залежей в вышезалегающей черкесской свите эоцена. Образование залежей связано с ми- грацией газовой фазы через пласты толщиной 10–15 м выше, в черкесскую свиту. Конденсат образует в ловушках свиты горячего ключа залежи конденса- тогенной нефти. А залежи подстилаются опреснёнными водами.

В настоящее время выделяют ещё ряд показателей продолжающегося формирования залежей [8, 9].

Аномально-высокие пластовые давления (АВПД) в залежах нефти и газа, связанные с перетоками флюидов из нижележащих горизонтов. Такие явления широко развиты в Терско-Каспийском краевом прогибе (ТККП) пластово-массивных залежей палеоценово-верхнемелового и нижнемелового нефтегазо-носных комплексов (НГК). За время вынужденного простоя скважин в 90-х гг. АВПД в залежах, которое снизилось в процессе разработки, восстановилось.

АВПД характерны и для чокракского НГК Темрюкской синклинали За-падно-Кубанского краевого прогиба (ЗККП). В залежах нефти и газоконден-сата аномально-высокое пластовое давление связано с перетоками флюидов из подмайкопских отложений по широко развитым разрывным нарушениям. Дислокации столбообразной формы типа «флюидный прорыв» выделяются на ряде ловушек на временных разрезах. Ряд складок имеет криптодиапиро-вое строение. Коэффициент аномальности пластовых (поровых) давлений в покрышке незначительно превышает коэффициент аномальности пластовых давлений в коллекторе, а на ряде площадей пластовые давления превышают поровые. Газовый фактор в нефтяных залежах достигает аномально высоких значений – 1211,2–1573 м³/т. Нефти и конденсаты имеют сходные химические свойства и одинаковую плотность. Данные особенности свидетельствуют о высокотемпературном очаге генерации УВ и конденсатогенном происхожде-нии нефти: газовая фаза диффундирует и фильтруется в вышележащий пон-тическо-мэотический газоносный комплекс. Таким образом, наличие залежей УВ в ловушках и коэффициент их заполнения в чокракском НГК Темрюк-ской синклинали зависит от эффективности покрышек [6, 7].

Высокая геодинамическая напряжённость, фиксируемая повышенной и высокой плотностью линеаментов, развитием диапиризма майкопских глин и АВПД отмечается в осевой зоне ЗККП, на его южном борту, в зоне сочлене-

ния Западно-Кубанского краевого прогиба и Северо-Западного Кавказа (СЗК), на отдельных площадях Керченско-Таманского межпериклинального прогиба (КТМП). Грязевой вулканизм характерен для краевой части СЗК и КТМП. При этом сопочная брекчия ряда грязевых вулканов содержит породы мелового и позднеюрского возраста (А.И. Летавин, В.М. Перерва, 1987; А.И. Летавин и др., 1987; А.Н. Шарданов, В.Т. Малышек, В.П. Пекло, 1962). То есть корни грязевых вулканов находятся ниже майкопских отложений. В настоящее время существуют представления, что диапиризм майкопских глин в развитии вулканов играет подчинённую роль. Поэтому не вулканизм связан с процессами диапиризма, а диапиризм связан с развитием процессов вулканизма. При этом не исключена возможность связи грязевых вулканов с процессами, происходящими в верхней мантии (Д.Ф. Исмагилов и др., 2006).

По геофизическим данным крупные грязевулканические структуры Южного Каспия пронизывают весь осадочный чехол до глубин более 20 км, вплоть до условного фундамента. Это указывает на участие в грязевулканической деятельности глубинных газов (И.С. Гулиев, 2004; П.З. Мамедов, И.С. Гулиев, 2003). Об этом же говорят и изотопно-геохимические данные, полученные Б.М. Валяевым и др. (Б.М. Валяев, 1985; Б.М. Валяев и др., 2004; и др.).

Существуют также обоснованные представления о глубинных корнях сипов и грязевых вулканов Чёрного моря (Е.Ф. Шнюков, А.А. Пасынков, Н.А. Маслаков, 2004). Все это согласуется с предположениями о причинах АВПД, изложенных К.А. Аникиевым (1989), В.И. Дюниным и А.В. Корзун (2001) [10, 11], Т. Голдом и С. Сотером (1985). Согласно мнению этих ученых источником АВПД является поступление высокоэнергичных флюидов из глубоких частей земной коры и, возможно, из верхней мантии в периоды тектонической активности. Ни инфильтрационное, ни элизионное питание не в состоянии сформировать поле высоких пластовых давлений в глубоких горизонтах осадочных бассейнов без тектонических напряжений.

Высокий газовый фактор нефтей, превышающий 1000 м³/т. Высокий ГФ установлен в Петропавловской впадине ТККП. Он достигает максимального значения на Ханкальском газонефтяном месторождении. Здесь в нефтяной залежи палеоценово-верхнемелового НГК за три года разработки ГФ скачкообразно увеличился на 200 м³/т и стал равным 1066 м³/т (Т.Х. Бачаева, 2008). Можно предположить, что залежь работала нерационально в режиме растворённого газа. Однако на соседнем Октябрьском месторождении отмечена пульсация ГФ в скважине № 218. А на самом Ханкальском месторождении выявлена залежь газа в аптско-альбских отложениях на глубинах 5875–5953 м, которая характеризуется АВПД. Начальное пластовое давление в залежи составляло 87,5 МПа. Интерпретация ГФ довольно сложна, поскольку он может зависеть от многих техногенных причин.

Превышение объёмов накопленной добычи нефти над объёмами утвержденных извлекаемых запасов, или необычно высокий коэффициент извлечения нефти (КИН). Данный показатель применим для залежей, находящихся на завершающей, или поздней, стадии разработки. Как правило, КИН лежит в пределах от 10 до 50 %. Однако нередко отмечают, что текущие извлекаемые запасы нефти в залежах приближаются к геологическим запасам или даже превышают их. Залежи с аномально высокими КИН установлены на Кавказе в

ЗККП, ТККП, на Ставропольском своде, в Азербайджане, а также в Волгоградском Поволжье, Татарстане, Западной Сибири, Украине и других регионах.

Нефтегазоконденсатная залежь в IV горизонте мзотиса Анастасиевско-Троицкого месторождения является уникальной по нефтеотдаче и пластовому давлению в ЗККП. Залежь содержит более 80 % запасов месторождения и разрабатывается при практически не снижающемся пластовом давлении. По данным П.К. Ляховича, З.П. Скларовой [17], из неё может быть извлечено до 95 % геологических запасов нефти. Фактическая величина КИН будет зависеть от технологических мероприятий.

Характерным примером являются вышеотмеченные нефтяные залежи Николаевского и Убеженского нефтегазовых месторождений. Длительный период разработки их нефтяных залежей показал, что фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов не ухудшаются, пластовое давление не снижается, КИН достиг необычно высоких значений. Согласно госбалансу РФ, за январь 2000 г. на Николаевском месторождении он составил 89,7 %, а на Убеженском – 99,1 %. Пересчёт запасов этих месторождений производился трижды. П.К. Ляхович и З.П. Скларова [17] снизили КИН до наиболее вероятного значения в порядке допущения, равного 0,6. В результате получилось, что за 37 лет разработки в залежи поступало ежегодно 11 и 8 тыс. т нефти соответственно.

Первые сведения о превышении объёма добываемой нефти объёму ловушки и вертикальных перетоков нефти были приведены в 1907 г. на III Всемирном нефтяном конгрессе в Бухаресте Л.И. Баскаковым – первооткрывателем Старогрозненского месторождения по карагано-чокракским отложениям среднего миоцена [5]. Однако и в настоящее время залежи, находящиеся в карагано-чокракских пластах этого месторождения находятся в разработке. Спустя 70 лет, в 1963 г. на Старогрозненском месторождении была установлена промышленная нефтеносность верхнемеловых отложений, а затем – в 1973 г., нижнемеловых. В 1989 г. газовая залежь была открыта в отложениях валанжина.

По данным Г.Т. Мовмыги (1974), КИН в карагано-чокракских отложениях на отдельных месторождениях западной части ТККП, а также в продуктивной толще Азербайджана достиг 96,6 % к началу 70-х гг. прошлого века. В производственном объединении «Грознефть» запасы отдельных месторождений (Старогрозненское, Октябрьское, Малгобекско-Вознесенское) пересчитывались в сторону увеличения по три-четыре раза. Поскольку суммарная добыча была много выше подсчитанных запасов. Интересным является также факт возобновления нефтепроявлений на земной поверхности из затрубного пространства законсервированных скважин. Эти скважины ранее эксплуатировали залежи в среднемиоценовых отложениях Чеченской республики. Произошло это в связи с приостановкой на 10 лет разработки нефти в глубоководном палеоценово-верхнемеловом НГК.

Эффект подпитки газа проявляется ярко при разработке Шебелинского газоконденсатного месторождения (С.Н. Закиров и др., 2009). Начальное пластовое давление продуктивных пластов составляло 238 атм. Последние 20 лет месторождение разрабатывается при пластовых давлениях около 50 атм. И в это время в наибольшей степени проявился эффект подпитки.

Анализ разработки Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения свидетельствует также об увеличении его запасов. На нём выявлено до 20 уровней древних ВНК (И.В. Высоцкий, В.И. Высоцкий, 1986). Наличие уров-

ней свидетельствует о пульсирующем характере формирования месторождения. Это месторождение находится в зоне сочленения Прикаспийской впадины и Предуральского краевого прогиба на границе двух геохимических обстановок и связано с северной частью Соль-Илецкого выступа фундамента. При этом на южной границе месторождения, как и в целом в прибортовых зонах Прикаспийской впадины, пластовые воды предельно насыщены газом. Наблюдается фазовое равновесие между залежами и пластовыми водами, что указывает на продолжающиеся процессы формирования УВ в этом районе. Об этом говорит и понижение водонефтяных и газоводяных контактов залежей в районе Соль-Илецкого свода. В настоящее время Оренбургское месторождение разрабатывается при больших пластовых давлениях. При их снижении, по аналогии с Шебелинским месторождением, может проявиться также эффект возобновления запасов [15].

Низкая нефте- и газонасыщенность продуктивных пород внутри контура продуктивности. При формировании залежей нефть внедряется в ловушку по наиболее крупным поровым каналам снизу вверх, вытесняя воду по более мелким эффективным каналам вниз. Во многих НГБ в залежах нефти довольно часто встречается пониженная нефтенасыщенность пород-коллекторов (50 % и менее), обладающих хорошими и удовлетворительными фильтрационно-ёмкостными свойствами. При этом капиллярно-неподвижная и связанная вода занимает не более 10–15 % общего эффективного порового пространства. Это связано с присутствием в коллекторе свободной остаточной воды, которая ещё не вытеснена нефтью при формировании залежи. Такое возможно только в случае продолжающегося процесса формирования или переформирования залежи. Переформирование залежи может быть связано с изменением формы, объёма ловушки и фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора в результате тектонической деформации.

Пониженная нефтенасыщенность коллекторов часто наблюдается в залежах Восточного Предкавказья, Западной Сибири, Уфимско-Оренбургской газонефтеносной области [12]. Широко известны следы остаточного насыщения нефтью пустотного пространства газовых залежей. По сведениям Г.И. Амурского [1], когда газ начинает внедряться в ловушку, занятую нефтью, наблюдается незакономерное распределение жидких и газообразных УВ по залежи и образование газовых шапок. Впоследствии формируются нефтяные оторочки или микрозалежи остаточной нефти, «размазанной» нефти в газовой или даже в водонасыщенной (подошвенной) части современной ловушки.

Пульсирующий характер поступления нефти и воды в процессе разработки. Явления пульсирующего поступления флюидов, которые не связаны с режимом работы залежи, наблюдаются по залежи в целом и по отдельным скважинам. Такие факты имеются в западной части ТККП (Т.Х. Бачаева, 2008). Волновой ход динамики дебитов фонтанирующих скважин с периодом 2–3 года и 5–6 лет отмечен на Усть-Балыкском нефтяном месторождении (Н.А. Касьянова, 1998) и других месторождениях.

Устойчивые высокие дебиты нефти отдельных скважин, которые характеризуются аномально высокой накопленной добычей. На уникальном по запасам нефти Ромашкинском месторождении в некоторых зонах, связанных с зонами разломов, скважины долгое время имеют устойчивые дебиты. Это является свидетельством постоянного подтока нефти снизу. Из 925 добы-

вающих скважин выделяется 39 скважин с аномально высокой накопленной добычей. Из них каждая гонная выработка дала более 1 млн. т нефти. Эти скважины закономерно распределены на залежи нефти [18]. Аналогичные явления отмечаются и на Самотлорском месторождении, также уникальном по запасам нефти (Р.М. Бембель, В.М. Мегеря, С.Р. Бембель, 2006).

Резкие различия геохимической характеристики нефти, вариации плотности и вязкости нефти в пределах залежи. Примеры таких явлений наблюдаются на ряде залежей палеогенового комплекса ЗККП и неогенового комплекса ТККП. В разных частях этих залежей выделяется две группы генетически единых нефтей, имеющих разную плотность. К сводовой части ловушек приурочены тяжелые нефти, подвергшиеся окислению. А в подошвенной части распространены лёгкие нефти, не имеющие этих признаков (Т.А. Ботнева, 1987) [2].

Т.А. Ботнева, Н.А. Ерёмченко и О.Л. Нечаева (1999) установили наличие разных генетических типов нефтей на различных участках залежи в восточной части Прикаспийской впадины в ряде залежей Жаркомысской зоны нефтегазонакопления, в частности, в нижне-среднекаменноугольной залежи Жанажольского месторождения.

Длительное изучение залежи УВ в евлановско-ливенских отложениях на Памятно-Сасовском месторождении Нижнего Поволжья с частотой наблюдений 3–5 месяцев показало, что в небольшие периоды времени на отдельных участках в залежи меняются: плотность и вязкость нефти; содержание асфальтенов; плотность газа; содержание метана, углекислого газа и изопентана в газе. В залежи появляются локальные температурные аномалии, одновременно увеличиваются концентрации ионов магния и хрома в попутных водах. В определенные отрезки времени на отдельных участках залежи концентрация магния в водах увеличивается от 3 до 6 раз. В пределах тех же аномальных участков происходит резкое появление хрома, причем в колоссальных концентрациях (Н.А. Касьянова, С.И. Чижов, А.М. Репей и др., 2005; Н.А. Касьянова, С.И. Чижов, А.К. Шевченко и др., 2006).

Гравитационная дифференциация флюидов отсутствует на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении. Здесь, в залежах, на одном гипсометрическом уровне находятся нефти с разной плотностью. А в некоторых залежах отмечается несоответствие группового состава бензинов нефтей и газоконденсатов [21]. На Ромашкинском нефтяном месторождении в ряде скважин отмечено поступление лёгкой газированной нефти (Р.Х. Муслимов, 2004).

Ярко выраженные отрицательные гидрохимические аномалии, связанные с резко пониженной минерализацией подошвенных и законтурных вод, вплоть до пресных, под газовыми и нефтяными залежами. Эти воды, получившие название «конденсационных», часто являются прямым следствием восходящей миграции гомогенных флюидных систем, а затем их дифференциации на водную и углеводородную фазы. Дифференциация и конденсация обусловлены резким снижением температуры и давления. Со временем минерализация законтурных вод за счёт процессов диффузии увеличивается до фоновой, и аномалии исчезают.

А.М. Никаноров и Л.Н. Шалаев (1973) установили отрицательные гидрохимические аномалии с минерализацией от 1,5 до 3,0 г/л в пределах западной части ТККП под нефтяными залежами верхнемелового НГК на Карабулакской площади, на сочленении Вознесенско-Алиуртовской и Хаянкортовской

площадей и на Эльдаровской площади. Все они приурочены к узлам пересечения разломов и характеризуются АВПД. Образование этих аномалий авторы связали с внедрением флюидов из юрской подсолевой толщи.

Проявления пластовых вод пониженной минерализации известны в грязевых вулканах ЗККП, на Астраханском своде, в Южно-Каспийском, Волго-Уральском и других НГБ. Выше был приведен пример отрицательной гидрохимической аномалии, связанной с нефтяными залежами Николаевского и Убейского нефтегазовых месторождений Ставропольского свода.

Наряду с отрицательными гидрохимическими аномалиями в пределах западной части ТККП были выявлены и положительные аномалии. Г.П. Волобуев, Н.Е. Меркулов, Л.Н. Шалаев, О.Б. Барцев (1976) предположили, что они имеют более раннее происхождение. О геологически недавнем образовании залежей УВ могут свидетельствовать гидрохимические аномалии, связанные с наличием минерализованных вод, но с составом солей, значительно отличающегося от гидрогеохимического фона [13].

Наличие лёгких светлых нефтей (фильтратов) в зоне гипергенеза. Этот факт свидетельствует о недавнем поступлении нефти в ловушку. Поскольку она не успела подвергнуться биodeградации. Характерным примером являются также вышерассмотренные нефтяные залежи Ставропольского свода.

Список литературы

1. Амурский Г. И. Концепция геологической юности формирования газовых месторождений – «газ на марше» / Г. И. Амурский // Геология нефти и газа. – 2002. – № 4. – С. 11–17.
2. Ботнева Т. А. Геохимические критерии формирования месторождений нефти и газа / Т. А. Ботнева // Геохимические критерии формирования скоплений углеводородов и прогноза нефтегазоносности. – Москва : Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 1988. – С. 5–11.
3. Вторая жизнь месторождений. Геологи все чаще говорят о возможности восстановления запасов разработанных залежей // Разведка&Добыча. – 2011. – № 1. – С. 21–25.
4. Высоцкий И. В. Скорость и продолжительность генерации и аккумуляции углеводородов / И. В. Высоцкий // Геология нефти и газа. – 1996. – № 10. – С. 37–39.
5. Гаврилов В. П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях / В. П. Гаврилов // Геология нефти и газа. – 2008. – № 1. – С. 56–64.
6. Доценко В. В. Особенности чокракского нефтегазоносного комплекса Темрюкской синклинали / В. В. Доценко, З. Х. Моллаев, А. Н. Степанов // Сборник материалов и выступлений на IV Донском нефтегазовом конгрессе. – Ростов-на-Дону : Ростиздат, 2011. – С. 43–49.
7. Доценко В. В. Показатели вертикальной миграции флюидов на Северо-Западном Кавказе и в Западно-Кубанском краевом прогибе (нефтегазоводопрооявления на земной поверхности, грязевулканическая деятельность, размещение зон аномально высоких пластовых и поровых давлений) / В. В. Доценко, З. Х. Моллаев // Современные проблемы геологии, географии и геоэкологии : материалы Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 150-летию со дня рождения В. И. Вернадского. – Махачкала : Aleph, 2013. – С. 40–46.
8. Доценко В. В. Показатели продолжающегося процесса формирования залежей нефти и газа на юге России / В. В. Доценко // Наука и высшая школа Чеченской республики : тезисы доклада Межрегионального Пагуошского симпозиума. – Грозный : Академия наук Чеченской Республики, 2010. – С. 204–206.
9. Доценко В. В. Представления о продолжительности и скорости формирования залежей нефти и газа и критерии определения их продолжающегося формирования / В. В. Доценко // Проблемы бассейнового и геолого-гидродинамического моделирования : тезисы доклада научно-практической Южнороссийской конференции. – Волгоград : ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИИИморнефть», 2006. – С. 17–18.
10. Дюнин В. И. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов / В. И. Дюнин, А. В. Корзун. – Москва : Научный мир, 2005. – 524 с.

11. Дюнин В. И. Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов : обзорная информация / В. И. Дюнин, А. В. Корзун. – Москва : Научный мир, 2003. – 98 с.
12. Еременко Н. А. Начальная нефтенасыщенность как следствие условий формирования залежей / Н. А. Еременко, В. С. Славкин, М. П. Голованова // Геология нефти и газа. – 2000. – № 5. – С. 27–31.
13. Коллодий В. В. Гидрогеологические свидетельства миграции нефти и газа и формирования их залежей / В. В. Коллодий, И. В. Коллодий // Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии. – Москва : ГЕОС, 2005. – С. 100–103.
14. Корчагин В. И. Нефтеподводящие каналы / В. И. Корчагин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – № 8. – С. 24–28.
15. Кузнецов В. И. Перспективы увеличения извлекаемых запасов углеводородов Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / В. И. Кузнецов, М. А. Кузнецова, А. С. Колубаев // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 8. – С. 43–46.
16. Ларин В. И. Продолжительность и интенсивность формирования залежей нефти и газа / В. И. Ларин, И. С. Гутман // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 5. – С. 27–28.
17. Ляхович П. К. Системно-флюидодинамические основы поиска, разведки и разработки залежей нефти и газа / П. К. Ляхович, З. П. Скларова. – Краснодар–Ухта : Б. и., 2002. – 338 с.
18. Муслимов Р. Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения / Р. Х. Муслимов // Геология нефти и газа. – 2007. – № 1. – С. 3–13.
19. Неручев С. Г. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С. Г. Неручев, Т. К. Баженова, С. В. Смирнов и др. – Санкт-Петербург : Недра, 2006. – 364 с.
20. Сианисян Э. С. Восполняемые ресурсы углеводородов – будущее нефтяного бизнеса / Э. С. Сианисян, Г. Н. Прозорова // Разведка & Добыча. – 2011. – № 3. – С. 14–15.
21. Соболева Е. В. Влияние миграционных процессов на состав нефтяных флюидов неомского комплекса Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / Е. В. Соболева, В. В. Путьнина // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Книга 2. – Москва : ГЕОС, 2002. – С. 204–206.
22. Соколов Б. А. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа / Б. А. Соколов, А. Н. Гусева // История нефти в осадочных бассейнах. – Москва : Интерпринт, 1994. – С. 48–56.
23. Справочник по геологии нефти и газа / под ред. Н. А. Ерёменко. – Москва : Недра, 1984. – С. 414–444.

References

1. Amurskiy G. I. Kontseptsiya geologicheskoy yunosti formirovaniya gazovykh mestorozhdeniy – «gaz na marshe» [The concept of a geological youth of formation of gas deposits – «gas on a march»]. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and Gas Geology], 2002, no. 4, pp. 11–17.
2. Botneva T. A. Geokhimicheskie kriterii formirovaniya mestorozhdeniy nefi i gaza [Geochemical criteria of formation of oil and gas deposits]. *Geokhimicheskie kriterii formirovaniya skopleniy uglevodorodov i prognoza neftegazonosnosti* [Geochemical criteria of formation of congestions of hydrocarbons and the forecast oil and gas-bearing], Moscow, All-Russian Research Geological Oil Institute Publ. House, 1988, pp. 5–11.
3. Vtoraya zhizn mestorozhdeniy. Geologi vse chashche govoryat o vozmozhnosti vosstanovleniya zapasov razrabotannykh zalezhey [The second life of deposits. Geologists are increasingly talking about the possibility of replenishment developed deposits]. *Razvedka&Dobycha* [Exploration&Production], 2011, no. 1, pp. 21–25.
4. Vysotskiy I. V. Skorost i prodolzhitel'nost generatsii i akumulatsii uglevodorodov [Speed and duration of generation and accumulation of hydrocarbons]. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and Gas Geology], 1996, no. 10, pp. 37–39.
5. Gavrilov V. P. Vozmozhnye mekhanizmy estestvennogo vospolneniya zapasov na neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh [On possible mechanisms of natural resources renewability in oil and gas fields]. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and Gas Geology], 2008, no. 1, pp. 56–64.
6. Dotsenko V. V., Mollaev Z. Kh., Stepanov A. N. Osobennosti chokraskogo neftegazonosnogo kompleksa Temryuk'skoy sinklinali [Feature of chokrarsky oil and gas bearing complex of Temryuk syncline]. *Sbornik materialov i vystupleniy na IV Donskom neftegazovom kongresse* [Collection of Performances on IV Don Oil and Gas Congress], Rostov-on-Don, Rostizdat Publ., 2011, pp. 43–49.

7. Dotsenko V. V., Mollaev Z. Kh. Pokazateli vertikalnoy migratsii flyuidov na Severo-Zapadnom Kavkaze i v Zapadno-Kubanskom kraevom progibe (neftegazovodoproyavleniya na zemnoy poverkhnosti, gryazevulkanicheskaya deyatelnost, razmeshchenie zon anomalno vysokikh plastovykh i porovykh davleniy) [Indicator of vertical migration of fluids on Northwest Caucasus and in the West Kuban regional deflection]. *Sovremennye problemy geologii, geografii i geoekologii : materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashchennoy 150-letiyu so dnya rozhdeniya V. I. Vernadskogo* [Modern Problems of Geology, Geography and Geoecology. Proceedings of All-Russian Scientific and Practical Conference dedicated to the 150th anniversary of the birth of V.I. Vernadsky], Makhachkala, Aleph Publ. House, 2013, pp. 40–46.
8. Dotsenko V. V. Pokazateli prodolzhayushchegosya protsessa formirovaniya zalezhey nefti i gaza na yuge Rossii [Indicators of proceeding process of formation deposits of oil and gas in the south of Russia]. *Nauka i vysshaya shkola Chechenskoy respubliki : tezisy doklada Mezhtseobnogo Paganoskogo simpoziuma* [Science and Higher School of the Chechen Republic. Proceedings of the Interregional Pugwash Symposium], Grozny, Akademiya nauk Chechenskoy Respubliki Publ. House, 2010, pp. 204–206.
9. Dotsenko V. V. Predstavleniya o prodolzhitel'nosti i skorosti formirovaniya zalezhey nefti i gaza i kriterii opredeleniya ikh prodolzhayushchegosya formirovaniya [Representations about duration and speed of formation oil and gas deposits and criterion of definition of their continuing formation]. *Problemy basseynovogo i geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniya : tezisy doklada nauchno-prakticheskoy Yuzhnorossiyskoy konferentsii* [Problems of basin and geological and hydrodynamical modeling. Proceedings of Scientific and Practical Conference of the South Russian], Volgograd, OOO "LUKOIL-VOLGOGRADNIPIMORNEFT" Publ., 2006, pp. 17–18.
10. Dyunin V. I., Korzun A. V. *Gidrogeodinamika neftegazonosnykh basseynov* [Hydrogeodynamic of oil and gas bearing basins], Moscow, Nauchnyy mir Publ., 2005. 524 p.
11. Dyunin V. I., Korzun A. V. *Dvizhenie flyuidov: proiskhozhdenie nefti i formirovanie mestorozhdeniy uglevodorodov : obzornaya informatsiya* [Movement of fluids: oil origin and formation of hydrocarbons deposits. The survey information], Moscow, Nauchnyy mir Publ., 2003. 98 p.
12. Yermenko N. A., Slavkin V. S., Golovanova M. P. Nachalnaya neftenasyshchennost kak sledstvie usloviy formirovaniya zalezhey [The initial oil saturation as a consequence of the formation conditions of deposits]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology], 2000, no. 5, pp. 27–31.
13. Kollodiy V. V., Kollodiy I. V. *Gidrogeologicheskie svidetelstva migratsii nefti i gaza i formirovaniya ikh zalezhey* [Hydrogeological certificates of oil and gas migration and formation of their deposits]. *Fundamentalnye problemy neftegazovoy gidrogeologii* [Fundamental Problems of Oil and Gas Hydrogeology], Moscow, GYeOS Publ., 2005, pp. 100–103.
14. Korchagin V. I. Neftepodvodyashchie kanaly [Petrobringing channels]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields], 2001, pp. 24–28.
15. Kuznetsov V. I., Kuznetsova M. A., Kolubaev A. S. Perspektivy uvelicheniya izvlekaemykh zapasov uglevodorodov Orenburgskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya [Perspectives of hydrocarbon stocks increase of Orenburg oil and gas condensate field]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield Engineering], 2009, no. 8, pp. 43–46.
16. Larin V. I., Gutman I. S. Prodolzhitel'nost i intensivnost formirovaniya zalezhey nefti i gaza [Duration and intensity of formation of oil and gas deposits]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields], 2004, no. 5, pp. 27–28.
17. Lyakhovich P. K., Sklyarov Z. P. *Sistemno-flyuidodinamicheskie osnovy poiska, razvedki i razrabotki zalezhey nefti i gaza* [Systemic and fluidodynamic bases of prospecting, exploration and development of oil and gas field], Krasnodar–Ukhta, B. i. Publ., 2002. 338 p.
18. Muslimov R. Kh. Novyy vzglyad na perspektivy razvitiya supergigantskogo Romashkinskogo neftyanogo mestorozhdeniya [New view at the development prospects of the supergiant Romashkinskoye oil field]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology], 2007, no. 1, pp. 3–12.
19. Neruchev S. G., Bazhenova T. K., Smirnov S. V., et al. *Otsenka potentsialnykh resursov uglevodorodov na osnove modelirovaniya protsessov ikh generatsii, migratsii i akkumulyatsii* [Estimation of potential resources of hydrocarbons on the basis of modelling of processes of their generation, migration and accumulation], Saint Petersburg, Nedra Publ., 2006. 364 p.
20. Sianisyan E. S., Prozorova G. N. Vospolnyaemye resursy uglevodorodov – budushchee neftyanogo biznesa [Again filled hydrocarbons resources is the future of the oil business]. *Razvedka i Dobycha* [Exploration & Production], 2011, no. 3, pp. 14–15.

21. Soboleva Ye. V., Pupynina V. V. Vliyaniye migratsionnykh protsessov na sostav neftyanykh flyuidov neokomskogo kompleksa Urengoyanskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya [Influence of migration processes on the composition of oil fluids of neocomian complex of Urengoy oil and gas deposit]. *Novye idei v geologii i geokhimii nefti i gaza. K sozdaniyu obshchey teorii neftegazonosnosti nedr. Kniga 2* [New ideas in geology and oil and gas geochemistry. To creation of the general theory oil and gas bearing bowels. The book 2], Moscow, GYeOS Publ., 2002, pp. 204–206.

22. Sokolov B. A., Guseva A. N. O vozmozhnosti bystroy sovremennoy generatsii nefti i gaza [About possibility of the fast modern of oil and gas generation]. *Istoriya nefti v osadochnykh basseynakh* [History of oil in sedimentary basins], Moscow, Interprint Publ. House, 1994, pp. 48–56.

23. Yeremenko N. A. (ed.) *Spravochnik po geologii nefti i gaza* [The directory on oil and gas geology], Moscow, Nedra Publ., 1984, pp. 414–444.

МОНИТОРИНГ ОСНОВАНИЯ САМОПОДЪЁМНЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Шереметов Иван Михайлович

кандидат технических наук, государственный строительный эксперт

АУ АО «Государственная экспертиза проектов»

414000, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Коммунистическая/
Советская/Ленина, 2-4/20/21

E-mail: shrmtv@mail.ru

Запасы углеводородного сырья на континентальном шельфе представляют серьёзный экономический интерес. В настоящее время предъявляются повышенные требования к надёжности функционирования оборудования для морской разведки и добычи полезных ископаемых. Поскольку угроза повреждения конструкций и оборудования определяет уровень экологических рисков. Для разведки и разработки месторождений на морском шельфе наиболее популярно применение самоподъемной буровой установки (СПБУ) типа Jack (Jack-Up Rigs). Для таких платформ разрабатываются методики расчётов, призванные обеспечить их надёжность. Прогнозирование процесса взаимодействия системы «СПБУ-основание» включает выполнение расчётов устойчивости основания. Методологическая сторона проблемы прогнозирования поведения основания опор СПБУ при сложном нагружении изучена достаточно хорошо. Но процесс погружения опор СПБУ в донный грунт сопровождается развитием областей пластических деформаций, перетеканием грунтовых масс, формированием зон уплотнения и разуплотнения. Это обуславливает существенные изменения параметров грунта. В рамках данной задачи необходимо обеспечить достоверность определения прочностных характеристик подстилающих грунтов донных отложений в любой момент времени. С этой целью предлагается осуществлять геотехнический мониторинг основания опор СПБУ с применением геофизических методов. Георадарное подповерхностное зондирование представляется наиболее практичным методом оперативной регистрации изменений параметров грунтов под опорами СПБУ. Геотехнический мониторинг состояния грунтов подстилающих опоры обеспечит своевременное получение информации для прогноза поведения системы «СПБУ-основание» под воздействием внешней нагрузки. Это является залогом безаварийной эксплуатации сооружения и, как следствие, предоставляет возможность предотвращения повреждения бурового инструмента, авария которого приводит к негативным экологическим последствиям.

Ключевые слова: шельф, геофизика, мониторинг, самоподъёмная плавучая буровая установка, устойчивость