

## **ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ (ПО ОПЫТУ РАБОТ ЛАБОРАТОРИИ ГИДРОГЕОЛОГИИ НВНИИГГ)**

© 2018 г. **Н. В. Клычев, В. В. Гонтарев**  
АО "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

*Аннотация:* рассматриваются методические приемы выполнения гидрогеологических исследований при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ. Основное внимание уделяется полевым работам при испытании водоносных объектов в глубоких скважинах: замерам динамических и статических уровней воды, определению дебитов притоков, пластовых давлений и температур, отборам глубинных проб воды и газа. Особо рассматривается характеристика региональных и локальных гидрогеологических показателей нефтегазоносности, используемых на территории Нижнего Поволжья и Прикаспия, таким как гидродинамика, гидрохимия, водно-растворенные газы и водно-растворенные органические вещества. Многолетний опыт исследований лаборатории гидрогеологии НВНИИГГ по данным направлениям свидетельствует об их эффективности при проведении поисково-разведочных работ на углеводородное сырье.

*Ключевые слова:* гидрогеология, исследования, поиск, разведка, нефть, газ, статический уровень, дебит, пробоотборник, минерализация, сульфатность, метаморфизация, газонасыщенность, гидродинамика, гидрохимия, локальный показатель, раздельное прогнозирование, Нижнее Поволжье.

Клычев Николай Викторович e-mail: klych.nik@mail.ru  
Гонтарев Владимир Владимирович gontarev@nvniigg.san.ru

## **HYDROGEOLOGICAL RESEARCHES IN PROSPECTING FOR OIL AND GAS (BASED ON THE EXPERIENCE OF THE HYDROGEOLOGICAL LABORATORY OF NVNIIGG WORK)**

**N. V. Klychev, V. V. Gontarev**  
JSC "Lower-Volga Research Institute of Geology and Geophysics"

*Abstract:* methodological methods of hydrogeological research during oil and gas prospecting are discussed in the article. The main focus is based on testing of aquifers in deep wells: measurements of dynamic and static water levels, determination of flow rates, reservoir pressures and temperatures, and selection of deep water and gas samples. Particular attention is paid to the characterization of regional and local hydrogeological indicators of oil and gas which are used in the Lower-Volga and Caspian region, such as hydrodynamics, hydrochemistry, water-soluble gases and water-soluble organic substances. Long-term experience in the research of the hydrogeological laboratory of the NVNIIGG in these areas indicates their effectiveness in carrying out prospecting for hydrocarbons.

*Key words:* hydrogeology, research, search, exploration, oil, gas, static level, flow rate, sampler, mineralization, sulfation, metamorphization, gas saturation, hydrodynamics, hydrochemistry, local indicator, separate forecasting, Lower Volga region.

Известно, что подземные воды играют важную роль в процессах образования нефтегазовых скоплений, являясь прямым фактором, обуславливающим перераспределение залежей путем миграции нефти и газа, формирование высоты этажа газоносности, величины и направления наклона водо-нефтяных и газоводяных контактов (ВНК, ГВК), интенсивность подземного окисления углеводородов (УВ) и т. д. Залежи УВ, в свою очередь, оказывают воздействие на контактирующие с ними подземные воды, обогащая их жидкими и газовыми УВ, а также некоторыми специфическими микрокомпонентами. Это позволяет применять результаты исследования подземных вод в качестве показателей нефтегазоносности локальных объектов [1, 2, 6, 8, 10, 12 и др.]. Следует иметь в виду, что попутно при проведении гидрогеологических исследований в процессе поисков и разведки залежей углеводородов нередко открываются месторождения других видов минерального сырья: термальных вод, вод с высокими (промышленными) концентрациями ценных микроэлементов (брома, бора, йода, калия, лития, стронция, рубидия и др.), а также вод лечебного назначения. Геологам известно, что множество таких месторождений было открыто и разведано в процессе бурения нефтяных и газовых скважин [2, 16, 17]. Все вышеизложенное позволяет сделать однозначный вывод о том, что изучение гидрогеологических особенностей разреза является необходимым условием при проведении работ по поискам, разведке и разработке залежей УВ.

Гидрогеологические работы на нефтегазовых объектах состоят из трех частей: полевые, лабораторные и камеральные исследования.

*Полевые работы.* Гидрогеологические исследования проводятся как в необсаженных, так и в обсаженных скважинах. В первом случае осуществляется изоляция

испытываемого интервала специальными пакерами, а запись исследований и отборы проб воды и водно-растворенного газа проводятся с помощью установленного ниже пакера пробоотборника. Данные работы в Саратовской области осуществляются промысловыми геофизиками и нами далее не рассматриваются.

Исследования в обсаженных скважинах проводятся после перфорации исследуемого интервала и завершения мероприятий по интенсификации к нему притока. Убедившись, что в скважине получен приток пластовой воды, испытатели приступают к подготовке скважины к гидрогеологическим исследованиям. Подготовка скважины заключается в ее тщательной промывке чистой водой и откачки воды, которая осуществляется путем снижения в скважине уровня с помощью компрессирования, свабирования или желонирования. Снижение уровня перемежается с его восстановлением. В идеале откачка проводится до постоянства удельной плотности воды по всему стволу скважины. При вскрытии мощных водоносных горизонтов, характеризующихся хорошей проницаемостью водовмещающих пород, подготовка скважины к гидрогеологическим исследованиям не представляет больших трудностей, особенно в условиях перелива пластовых вод на устье. Исходя из предыдущего опыта, следует, что для подготовки указанных гидрогеологических объектов обычно достаточно извлечения жидкости в количестве, равном 2,5–3,0 объема скважины. Полная смена технических вод пластовыми водами в скважинах со слабыми притоками требует слишком больших затрат времени и средств. В этом случае необходимо добиться получения пластовой воды хотя бы в призабойной зоне скважины. В процессе откачки обязательно должны проводиться наблюдения за количеством извлекаемой жидкости, ее удельной плотностью, а так-

же отбираться пробы воды на химические анализы: с устья и по стволу скважины, что позволит определить подготовленность скважины к гидрогеологическим исследованиям.

В подготовленной скважине производится следующий комплекс гидрогеологических исследований: наблюдения за восстановлением статического уровня (устьевого давления), замеры пластовых давлений и температур, отборы проб воды и водно-растворенного газа на различные виды анализов. Наблюдения за восстановлением уровня воды (устьевого давления) производятся с целью оценки производительности скважины и выяснения положения статического уровня. Для наблюдений используется обычно механическая лебедка Яковлева (с ручным и автомобильным приводом). Поплавок (алюминевую трубку диаметром около 5,0 см и длиной 1,5 м, изолированную с обеих сторон) опускают и поднимают на стальной проволоке диаметром 1,7–2,2 мм. По исчезновению натяжки проволоки определяется достижение уровня. Глубина уровня с точностью до 1,0 м определяется по счетчику глубин лебедки. Периодичность и продолжительность замеров уровня определяется коллекторскими свойствами водоносного горизонта. Обычно первый час после окончания откачки уровень замеряется через 10–20 мин., затем первые 10–12 часов – через 1 час, наконец – 2–3 раза в сутки до полного восстановления статического уровня. Наблюдения прекращаются после того, как 3–4 замера дадут одинаковую глубину уровня, свидетельствующую о его статическом положении. По результатам наблюдения за восстановлением уровня приблизительно рассчитывается дебит (Q) скважины по формуле (1):

$$Q = \frac{\pi r^2 \cdot (H - H_1)}{t}, \quad (1)$$

где  $r$  – внутренний радиус скважины, м;

$H - H_1$  – разность в положениях уровня, м за время –  $t$ , сут.

В самоизливающихся скважинах при закрытой задвижке замеряется восстановление устьевого давления с помощью образцового манометра. Высота уровня над плоскостью замера давления рассчитывается по формуле (2):

$$H = \frac{10 \cdot P_{и.}}{\gamma}, \quad (2)$$

где  $H$  – высота уровня, м;  $P_{и.}$  – избыточное давление на манометре, кг/см<sup>2</sup>;  $\gamma$  – удельная плотность воды, г/см<sup>3</sup>.

Дебит самоизливающейся скважины замеряется водомером или рассчитывается по времени заполнения мерной емкости.

Уровень воды замеряется от поверхности земли, плоскости ротора или верхнего фланца обсадной колонны. Отмечая глубину уровня воды в скважине (устьевого давления), следует всегда указывать, от какой плоскости производился замер, это необходимо для вычисления абсолютных отметок уровней.

В скважинах с газированной водой, вследствие уменьшения удельной плотности газовой эмульсии, по сравнению с негазированной водой, отметки уровней всегда завышенные. Поэтому в скважинах с заметно газированной водой определение статического уровня необходимо производить после прекращения бурных газопроявлений, для чего требуется от нескольких часов до нескольких суток.

Статический уровень используется для вычисления пластового давления по формуле (3):

$$P_{пл.} = \frac{h \cdot \gamma}{10} + P_{и.}, \quad (3)$$

где  $P_{пл.}$  – пластовое давление, кг/см<sup>2</sup>;  $h$  – высота столба воды от расчетной точки до положения статического уровня (или устья при самоизливе скважины), м;  $\gamma$  – удельная плотность воды, г/см<sup>3</sup>;  $P_{и.}$  – избыточ-

ное давление на устье, кг/см<sup>2</sup> (при самоизливе).

Следует отметить, что пластовое давление можно рассчитать, только если ствол скважины полностью заполнен водой одинаковой удельной плотности. В противном случае более точным является замер пластового давления глубинным манометром, что рассматривается ниже.

Измерения температуры и давления производится только после восстановления в скважине статического уровня (устьевого давления). Для спуска-подъема приборов на стальной проволоке используется механическая лебедка с передаточным приводом от спецавтомобиля. На интенсивно фонтанирующих или газифицирующих скважинах спуск приборов осуществляется через установленный на устье лубрикатор, который представляет собой герметично закрывающуюся камеру (трубу), прикрепленную к входному отверстию скважины. Лубрикатор используется для перевода прибора из условий атмосферного давления к высокому давлению в скважине и обратно. Аналогами являются декомпрессионные камеры подводных лодок и космических аппаратов. Замеры глубинной температуры осуществляются с помощью высокоточных ртутных или масляных максимальных термометров со шкалой деления от 15 до 150 °С. Термометр для замеров помещается в специальный герметичный металлический контейнер. Контейнер для замера максимальной температуры также предусматривается в конструкции глубинного манометра. При замерах глубинных температур следует уделять особое внимание герметизации кожуха прибора от проникновения воды и газа при его опускании на большие глубины. При недостаточной герметизации попадающая в кожух вода выделяет газ, который давит на чашечку термометра, выдавливая дополнительную порцию ртути (масла), что искажает показания в сторону

завышения температуры. Замеры температуры производятся по стволу скважины через 250 или 500 м. Длительность нахождения термодатчика в точке замера, по опыту работ, должна составлять не менее 30 мин. Это тот минимальный отрезок времени, за который пластовая температура достигает истинных значений. По результатам замеров строится график изменения температуры с глубиной и рассчитываются средние геотермические градиенты ( $t$  °С/100 м) и геотермические ступени ( $m/t = 1$  °С).

Замеры глубинных давлений ( $P_r$ ) производятся с помощью глубинных манометров. Обычно используются глубинные манометры марок МГГ, МГН и канадские антикоррозийные фирмы «Kaster». Все манометры геликсного типа. В них под действием глубинного давления закручивается геликс (многовитковая трубка). Крутящий момент приводит в действие перо, которое на маркере (фольге или специальной бумаге) чертит вертикальную линию, длина последней соответствует глубинному давлению. Под действием часового механизма заложенный маркер вращается вокруг оси манометра, и на нем пером чертится горизонтальная линия. Продолжительность одного замера давления (выдержка прибора на установленной глубине) составляет 30–60 мин. Измерения производятся через 250 или 500 м. Глубина определяется по счетчику лебедки. В результате глубинных замеров на маркере рисуется ступенчатая усеченная пирамидка, прямые горизонтальные линии на ней отмечают давления на разных глубинах, косые соединительные линии показывают спуско-подъемные операции. На вершине пирамидки фиксируется замер самого большого давления, в идеале соответствующего глубинному давлению в интервале испытания. Точный замер линий давления производится с помощью компаратора, оборудованного биноклем и измерным устрой-

ством с ценой делений 0,01 мм (10 микрон). Расчет глубинного давления (в кг/см<sup>2</sup> или МПа) осуществляется в соответствии с техническими параметрами манометра и глубинной температурой по прилагаемой к манометру инструкции. По результатам замеров строится график изменения давления с глубиной, где началу графика (нулевому давлению) соответствует глубина уровня воды в скважине при замере. На основе данных, полученных от глубинных замеров давлений, рассчитываются следующие параметры: пластовое давление на середину интервала испытания ( $P_{пл.}$ ), коэффициент аномальности пластового давления ( $P_{пл.}/P_{условно\ гидростатическое}$ ), средние удельные плотности пачек воды между уровнем воды в скважине и первым замером глубинного давления, а также между прочими замерами по преобразованной формуле (3).

Важным моментом полевых исследований является отбор проб воды и растворенного газа. Пробы могут отбираться как на поверхности земли при самоизливе скважины, так и на глубине с помощью специальных пробоотборников. При этом изучение газонасыщенности подземных вод возможно лишь при отборе глубинных проб пробоотборниками. Последние герметично закрываются в момент отбора проб и сохраняют давление, близкое к пластовому, и этим предохраняют пластовую воду от дегазации при подъеме пробы на поверхность. Таким образом, пробоотборник поднимает однофазную систему (воду), в которой растворен газ. Снижая в пробоотборнике после его извлечения на поверхность земли глубинное давление до атмосферного, испытатели создают условия для возникновения двухфазной системы (вода и газ). Дальнейшая их задача сводится к полному отделению газовой фазы с помощью специального газопереводника. Газоводяной фактор (ГФП) определяется делением объема выделившегося

газа ( $Vг.$ ), см<sup>3</sup> на объем воды ( $Vв.$ ), л (емкость приемной камеры пробоотборника).

Для некоторых видов анализов (на фенолы, железо, ртуть и др.) пробы консервируются специальными реактивами. Общий объем отбираемых проб лимитируется задачами исследований и используемыми методиками анализов с учетом необходимости дублирования некоторых из них и проведения планового контроля. Объем воды для полноценного исследования по всем показателям, анализируемым лабораторией гидрогеологии НВНИИГГ, составляет 4 л. Некоторые виды определений производятся непосредственно на месте отбора. Так, точное определение общего сероводорода в воде методом титрования, вследствие летучести последнего, возможно только сразу после отбора пробы.

Полевым отрядом лаборатории гидрогеологии НВНИИГГ для глубинных отборов в разные годы применялись пробоотборники промывного типа (ПД-3 М и ПРИЗ-2) и непромывные (ВПП-300 и антикоррозийные канадской фирмы «Kaster»). В основном данные пробоотборники успешно использовались при отборах глубинных проб. В то же время у всех пробоотборников обнаружился свои недостатки.

Основным недостатком пробоотборника ПД-3 М является недостаточная промываемость при спуске в скважину, что может привести к искажению фактических данных исследуемых флюидов. Для устранения этого недостатка необходимо расхаживать пробоотборник в исследуемом интервале (несколько раз приподнимать и опускать его на 3–5 м). Закрытие клапанов данного пробоотборника происходит с помощью часового механизма, характеризующегося нестабильностью работы (частыми поломками).

Пробоотборник ПРИЗ-2 имеет простую надежную конструкцию и относительно большой объем приемной камеры (1 л). За-

крытие его клапанов осуществляется с помощью ударного механизма, который срабатывает при спуске по проводу специального груза (овальной просверленной гирьки). Однако иногда при спуске пробоотборника в скважину в результате столкновения его с внутренним оборудованием преждевременно срабатывает ударное устройство, и проба отбирается с неизвестной, незапланированной глубины. Поэтому до работы с этим пробоотборником внимательно изучается конструкция скважины, чтобы понижать скорость спуска прибора на опасных участках.

Пробоотборник ВПП-300 относится к всасывающему поршневому типу. Открытие и закрытие клапанов в нем происходит за счет перекачки поршнем машинного масла из одной камеры в другую по тарированному медному капилляру под действием глубинного давления. Он предназначен в основном для отбора глубинных проб нефти. Пробоотборник имеет маленькую приемную камеру (300 см<sup>3</sup>), но может использоваться одновременно с двумя камерами. Главным недостатком ВПП-300 является его невысокое рабочее давление (300 кг/см<sup>2</sup>). Это затрудняет использование ВПП-300 в скважинах глубиной более 2500 м.

Канадский пробоотборник фирмы «Kaster» открывается и закрывается с помощью часового механизма и может применяться в агрессивных средах (например в рассоле с высоким содержанием сероводорода). Рабочее давление пробоотборника до 1000 кг/см<sup>2</sup>. Он характеризуется высокой степенью надежности рабочего механизма и запирающих устройств. К недостаткам прибора относится небольшой объем приемной камеры (560 см<sup>3</sup>), а также его сложное механическое устройство, состоящее из большого количества мелких деталей. Подготовка пробоотборника к работе в полевых условиях затруднитель-

на, поэтому обычно он собирается в стационарных условиях. Заполнение пробоотборника водой фиксируется его взвешиванием до спуска в скважину и после подъема.

По опыту лаборатории гидрогеологии НВНИИГГ, до введения прибора в эксплуатацию рекомендуется по возможности опробовать его на неработающей скважине (наблюдательной или др.). При отборах глубинных проб воды (без газа) можно воспользоваться самодельной желонкой промывного типа с нижним шариковым или автомобильным притертым клапаном.

*Лабораторные работы.* Химические исследования воды состоят из трех видов: общий анализ, определение редких металлов и органических веществ. Все исследования проводятся аналитическим подразделением лаборатории по стандартным методикам, на приборах и оборудовании заводского производства, прошедших аттестацию и плановую метрологическую поверку.

Общий анализ включает определение следующих показателей: удельная плотность воды в нормальных условиях (г/см<sup>3</sup>), рН (усл. ед.), CO<sub>3</sub>, HCO<sub>3</sub>, Cl, SO<sub>4</sub>, Br, I, Ca, Mg, NH<sub>4</sub>, B, NO<sub>2</sub>, NO<sub>3</sub>, Fe<sub>общ.</sub>, Na+K (определяются по расчету). Результаты выражаются в единицах: мг/л, мг-экв./л, % мг-экв./л. Расчетным путем определяются общая и устранимая жесткость (в мг-экв./л), тип воды по Сулину В.А. [23] и формула Курлова [2]. При необходимости определяются H<sub>2</sub>S, Eh, Fe<sup>2+</sup>, Fe<sup>3+</sup> и др.

Анализ содержания в воде редких металлов производится методом атомно-абсорбционной спектроскопии на германском приборе ААС-30. Устанавливаются следующие микроэлементы (мг/л): К, Li, Sr, Rb, Cs, Hg. Комплекс определяемых воднорастворенных органических веществ (ВОВ) включает в себя (в мг/л): бензол, толуол, низшие органические кислоты, спирты, фенолы, эфиры. В составе водно-растворенно-

го газа выявляются следующие компоненты (в % по объему):  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $\text{C}_5\text{H}_{12}$  + в.,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{Ar}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{He}$ .

Обычно тип газа определяется по компонентам, концентрации которых в газе 25% и более [2]. Важным показателем нефтегазоносности является степень газонасыщения воды, которую определяют по формуле:  $P_r/P_v$ . Упругость газа ( $P_r$ ) выявляется по формулам и графикам, изложенным в работах В. Н. Корценштейна [18, 19] и А. Ю. Намиота [20, 21]. Расчеты В. Н. Корценштейна основаны на законе Генри. Они относительно несложные, но применимы к простому составу газа. При сложном составе растворенных газов рекомендуется пользоваться расчетами упругости, основанными на фазовом равновесии сложных систем, описанных в работах А. Ю. Намиота. В лаборатории гидрогеологии НВНИИГГ разработано и апробировано определение  $P_r$  методом снижения давления в глубинной пробе воды, в которой смоделированы пластовые условия [13].

Следует отметить, что в настоящее время кондиционными признаются только аналитические исследования, выполненные аккредитованными на региональном или международном уровне химическими лабораториями, регулярно проходящими плановые проверки.

*Камеральные работы.* По данным полевых и лабораторных исследований составляется заключение, отражающее основные результаты исследований, делаются выводы о решении поставленных задач и геологических перспективах объекта. Заключение и фактические материалы исследований оперативно передаются производителям.

Полученные при гидрогеологических исследованиях данные применяются для решения различных геологических задач, упомянутых в начале статьи. Рассмотрим методические приемы их использования для оценки перспектив нефтегазоносности

разномасштабных геологических объектов. Разработкой гидрогеологических показателей нефтегазоносности в разное время занимались многие исследователи, в том числе специалисты лаборатории гидрогеологии НВНИИГГ. Рассмотренные ниже показатели нефтегазоносности подразделяются на региональные и локальные. Они были разработаны и неоднократно апробированы на территории Нижнего Поволжья и Прикаспия [7, 14, 15 и др.].

*Региональные показатели нефтегазоносности* включают следующие критерии: общегидрогеологические, гидрохимические и водно-растворенные газы.

Общегидрогеологические критерии определяются особенностями строения Северо-Каспийского артезианского нефтегазоносного бассейна, на котором расположена территория региональных исследований [1, 7].

Главным результирующим документом гидрохимических исследований являются карты, которые строятся отдельно для каждого водоносного комплекса. Гидрохимические карты отображают характер изменения минерализации и ионно-солевого состава вод по площади бассейна или его участка. Анализ такой карты позволяет получить важную информацию о генезисе вод, условиях формирования и сохранения скоплений УВ. Латеральное полосчатое однонаправленное уменьшение минерализации и изменения состава вод, как правило, указывает на внедрение инфильтрационных потоков в седиментогенные воды. Такая картина, в частности, наблюдается во всех палеозойских водоносных комплексах северо-западного обрамления Прикаспийской мегавпадины [7, 15]. Наиболее важной задачей, решаемой с помощью гидрохимических критериев, является выяснение гидрогеологической закрытости (раскрытости) недр, отражающей условия сохранения залежей нефти и газа. Понятие

гидрогеологической закрытости, впервые введенное И. К. Игнатовичем [11], можно сформулировать как совокупность условий, определяющих достаточную изолированность данного пласта от влияния факторов, имеющих место в зоне гипергенеза. Наличие достаточно мощных флюидоупорных толщ является наиболее надежным фактором, обеспечивающим, независимо от глубины, высокую степень гидрогеологической закрытости. Подземные воды формируются и изменяются под влиянием различных экзогенных процессов. Вследствие этого по особенностям их ионно-солевого состава можно достаточно надежно оценивать условия сохранения скоплений УВ от возможного разрушающего влияния агрессивных поверхностных вод и газов. Унифицированных точных количественных критериев закрытости недр на данный момент не разработано. Различные зоны и водонапорные комплексы имеют свои специфические особенности. Общим является то, что химический состав вод раскрытых структур отличается от структур закрытого типа значительно более высокой сульфатностью ( $K_c = rSO_4 \cdot 100/rCl$  изменяется от 1 до десятков), пониженным содержанием ионов кальция и меньшей степенью метаморфизации ( $K_m = rC - rNa/rMg$  – обычно не превышает 2). Воды наиболее раскрытых структур относятся к хлоридно-магниево-сульфатно-натриево- и гидрокарбонатно-натриево-химическому типу – по В. А. Сулину [23], в отличие от вод закрытых структур, повсеместно относящихся к хлоридно-кальциевому типу.

При характеристике гидрохимии вод региона иногда наблюдается не связанная с раскрытостью недр инверсия, а сопряженная с появлением конденсатных и «возрожденных» вод. Первые выделяются из УВ залежей при снижении термобарических условий в результате положительных тектонических движений или при

эксплуатации месторождения. В частности, такие воды были получены при испытании сакмаро-артинских продуктивных отложений в скв.1 Южно-Плодовитинской (Калмыкия). «Возрожденные» воды формируются вследствие дегидратации минералов в жестких термобарических условиях. Они встречаются в терригенных среднедевонских и карбонатных нижнекаменноугольно-верхнедевонских отложениях на территории Прикаспийской мегавпадины, а также внешней ее прибортовой зоны на глубинах около 4000 м и более. Принято считать, что эти воды являются косвенными показателями глубокого преобразования рассеянного органического вещества (РОВ) нефтегазоматеринских пород [9].

Региональные изменения химического и газового состава подземных вод, пространственное размещение залежей УВ, условия их формирования и переформирования во многом определяются гидродинамическими процессами, их интенсивностью и направленностью проявления. В связи с этим изучение гидродинамики является важнейшей задачей региональной нефтепоисковой гидрогеологии. Построение гидродинамических карт производится по методикам М. К. Хабберта [25], Э. Ч. Дальберга [4] и А. И. Силина-Бекчурина [22].

Лабораторией гидрогеологии чаще других методов использовался метод построения карт приведенных пластовых давлений А. И. Силина-Бекчурина. Приведенные пластовые давления этой методикой рассчитываются по формуле (4):

$$P_{\text{прив.}} = P_{\text{пл.}} + \frac{z(\gamma_1 + \gamma_2)}{2 \cdot 10}, \quad (4)$$

где  $P_{\text{пл.}}$  – пластовое давление в точке замера, кг/см<sup>2</sup>;  $\gamma_1$  и  $\gamma_2$  – плотности воды соответственно в точке замера и на плоскости сравнения, г/см<sup>3</sup>;  $\pm Z$  – смещение по вертикали (вверх или вниз) точки замера от выбранной плоскости сравнения, м.

Метод приведенных давлений предусматривает постоянство плотности воды в горизонтальном направлении, что в природных условиях практически невыполнимо. Поэтому результаты расчетов проверяются по методике А. Е. Гуревича [3]. Плоскости сравнения при расчетах определяются как средневзвешенные по площади абсолютные отметки замеров пластовых давлений в каждом комплексе. Плотность воды для плоскости сравнения ( $\gamma_2$ ) снимается с графиков изменения плотностей воды с глубиной.

Глубокое генетическое единство УВ газов подземных вод и УВ залежей нефти и газа является теоретической основой использования газовой составляющей подземных вод для регионального прогнозирования нефтегазоносности. Для решения вопроса об использовании газовой составляющей подземных вод в качестве диагностического признака течения в недрах процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления был проанализирован значительный фактический материал по составу водно-растворенных газов в регионах, характеризующихся различными типами УВ скоплений: не содержащих промышленных залежей нефти и газа; газов, образующихся в поверхностных условиях; газов, выделяющихся из углей и вмещающих их пород; газов основных грязевых вулканов и некоторых других газовых ассоциаций. Важнейшим итогом этого анализа явилось установление факта значительного различия основных характеристик газовой составляющей подземных вод продуктивных территорий от водно-растворенных газов в районах, не содержащих скоплений УВ [2, 6, 10, 12].

Даже в условиях высокой степени закрытости недр и значительных глубин залегания пластов подземные воды районов, где отсутствуют промышленные залежи нефти и газа, содержат газ, почти нацело представленный азотом и практически полностью

лишенный УВ тяжелее этана. Содержание метана лишь в отдельных случаях достигает 15–25%. Вместе с тем подземные воды непродуктивных структур, однако расположенных в пределах нефтегазоносного района, характеризуются существенно иным составом водно-растворенного газа: более высоким содержанием метана, почти постоянным присутствием заметных количеств более тяжелых УВ. В целом фоновый состав водно-растворенных газов нефтегазоносных районов юго-востока Русской платформы характеризуется следующим составом (в %):

- наличием метана от 40 до 85–90 (в среднем – 70);
- наличием этана, в основном от 0,3 до 0,8 (в среднем – 0,45);
- эпизодическим присутствием более тяжелых углеводородов (ТУ) ( $C_3 H_8 + v.$ );
- содержанием азота, в основном от 10 до 55 (в среднем около 28).

Фоновый состав газа подземных вод непродуктивных районов представлен водно-растворенными газами с содержанием в % по объему:

- азота более 90;
- метана от следов до 10;
- почти полным отсутствием ТУ ( $C_2 H_6 + v.$ ).

Как нетрудно заметить при сравнении, составы газов подземных вод, формирующих фон нефтегазоносных и бесперспективных районов, существенно различны между собой. Это определяет высокую эффективность использования состава водно-растворенных газов при проведении региональных исследований.

Важными региональными и локальными показателями нефтегазоносности являются газоводяной фактор (ГВФ) и степень газонасыщенности вод в пластовых условиях. При равенстве давления насыщения и пластового давления ( $P_r/P_v = 1$ ) или приближении к предельной степени газонасыщения

## Гидрогеология

вод все ловушки, расположенные в зоне высокой газонасыщенности, могут оцениваться как потенциально продуктивные. При оценке перспектив нефтегазоносности региона используются следующие количественные значения данных показателей:

– малоперспективные территории: ГВФ менее  $0,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $R_r/P_v$  менее  $0,1$ ;

– перспективные территории: ГВФ более  $0,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $R_r/P_v = 0,1-0,5$ ;

– высокоперспективные территории: ГВФ более  $0,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $R_r/P_v$  более  $0,5$ .

*Локальные показатели нефтегазоносности.* В процессе многолетних исследований лаборатории гидрогеологии НВНИИГТ разработан комплекс показателей, эффективно решающий задачу прогнозирования нефтегазоносности локальных объектов (структур, скважин, интервалов разреза). Такими показателями являются компоненты, генетически связанные с нефтью и газом, т.е. сами мигранты залежей УВ, образующие ореолы рассеивания [1, 2, 6, 12, 23]. Генетическое родство с нефтью и газом, отсутствие переходных зон значений концентраций, свойственных водам продуктивных и непродуктивных структур и горизонтов, специфичность физико-химических свойств, обеспечивающая их сохранение в жестких термобарических условиях на протяжении геологического времени, а также сравнительно высокие миграционные способности, обуславливающие возможность перехода из залежей нефти и газа в окружающие воды в количествах, превышающих фоновые, – такова особенность этих показателей. К ним относятся водно-растворенные органические вещества (ВОВ) и водно-растворенные газы.

Для территории Нижнего Поволжья и Прикаспия разработаны следующие коэффициенты – показатели нефтегазоносности по составу водно-растворенных газов [6, 8, 10]:

1. Структуры обводнены и не содержат залежей нефти и газа:

$УВ/N_2 < 12$ ;  $СН_4/C_2H_6 + в. > 35$ ;  $СН_4/C_3H_8 + в. > 180$ ;

2. Структуры содержат нефтяные залежи:

$УВ/N_2 < 12$ ;  $СН_4/C_2H_6 + в. < 35$ ;  $СН_4/C_3H_8 + в. < 180$ ;

3. Структуры, содержащие газовые и газонефтяные залежи:

$УВ/N_2 > 15$ ;  $СН_4/C_2H_6 + в. > 12$ ;

Указанные соотношения позволяют в большинстве случаев однозначно оценивать нефтегазоносность локальных объектов. Их практическая поисковая эффективность составляет 70–80%. Следует отметить, что в подземных водах, водно-растворенные газы которых обогащены кислыми компонентами (КК) ( $H_2S$  и  $CO_2$ ), вышеперечисленные коэффициенты неинформативны. В этом случае на наличие залежей УВ указывают следующие два неравенства [24]:  $УВ/КК < 16$ ,  $СН_4/C_3H_8 + в. < 180$ .

Разработанный комплекс ВОВ – прямых показателей нефтегазоносности – включает 6 ингредиентов [5, 6, 8], представленных в таблице.

Чем выше концентрация любого локального показателя ВОВ по сравнению с фоновым его содержанием, тем выше вероятность нефтегазоносности оцениваемого объекта и ближе его расположение к интервалу испытания. Вероятность положительной оценки нефтегазоносности объекта также увеличивается, если не один, а сразу несколько показателей обнаруживаются в пробе в концентрациях, превышающих фоновые значения.

При использовании параметров, представленных в таблице, следует иметь в виду, что значительное влияние на масштабы пластового ореольного воздействия оказывают дизъюнктивные нарушения. Они могут выполнять роли экранов, если по плоскости сброса пласт, по которому происходит миграция, контактирует со слабопроницаемыми породами. В этом случае размеры орео-

**Количественные параметры и эффективность использования  
рационального комплекса ВОВ  
для оценки нефтегазоносности локальных объектов  
на территории Нижнего Поволжья и Прикаспия**

Показатель	Фоновое содержание, мг/л	Масштаб ореольного рассеивания от залежи, м		Эффективность, %
		по пласту	по разрезу	
Бензол	0,01	1500	200	80
Толуол	отсутств.	600-700	200	70
Низшие орган. кислоты:				
Спирты	5,0	1000	100	82
Фенолы	1,0	2000	300	90
Эфиры	0,15	1500	80	не оценивал.
	8,0	не опред.	200	то же

лов могут быть сокращены и определяться расстояниями до линий тектонических нарушений.

Крупные залежи характеризуются большими масштабами ореольного рассеивания, достигающими в отдельных случаях 3000–4000 м. Небольшие масштабы пластового ореольного рассеивания залежей, не превышающие 500–1000 м, связаны главным образом с малыми размерами источников миграции. Отсутствие ореольного рассеивания нетипично и возможно толь-

ко в условиях резко нарушенного фазового равновесия между залежами и окружающими их водами.

Если в разрезе пород над залежью или под ней присутствуют глинистые отложения толщиной более 30 м, то они во всех случаях выполняют роль экрана, выше и ниже которого влияние залежи не фиксируется. Впрочем, и меньшие толщи глин и аргиллитов могут заметно снизить масштабы ореольного рассеивания ВОВ от залежей УВ.

#### Л и т е р а т у р а

1. Альтовский М. Е. Гидрогеологические показатели нефтегазоносности. – М.: Недра, 1967.
2. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР / под ред. Л. М. Зорькина. – М.: Недра, 1989. – 382 с.
3. Гуревич А. Е. Практическое руководство по изучению движения подземных вод при поисках полезных ископаемых. – М.: Недра, 1980.
4. Дальберг Э. И. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа / пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 149 с.
5. Долгова Г. С., Удалова Е. В. Применение комплекса органических гидрохимических показателей нефтегазоносности на различных стадиях поисково-разведочных работ // Проблемы нефтегазопроисковой гидрогеологии. – М.: изд-во ИГиРГИ, 1989. – С. 39–45.
6. Зингер А. С. Газогидрохимические критерии оценки нефтегазоносности локальных структур (на примере Нижнего Поволжья). – Саратов: изд-во СГУ, 1966. – 476 с.

## *Гидрогеология*

7. Зингер А. С., Тальнова Л. Д., Гладышева Ю. И. К строению Северо-Каспийского артезианского бассейна в Нижнем Поволжье // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1973. – № 10. – С. 16–20.
8. Зингер А. С., Жутовт А. К., Кудинова А. С. Ореолы рассеяния нефтяных и газовых залежей. – Саратов: изд-во СГУ, 1973. – 213 с.
9. Зингер А. С., Долгова Г. С., Фёдоров Д. Л. Генезис опресненных глубинных вод и кислых компонентов газов юго-востока Русской платформы // Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Обзор / ВИЭМС. – М., 1980.
10. Зингер А. С., Клычев Н. В., Анисимов Л. А. и др. Гидрогеологические критерии прогноза залежей углеводородов. – М.: Наука, 1985. – 136 с.
11. Игнатович И. К. К вопросу о гидрогеологических условиях формирования и сохранения нефтяных залежей // ДАН СССР. – 1945. – Т. 46. – № 5.
12. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1972.
13. Клычев Н. В. Экспериментальное моделирование процессов дегазации подошвенных вод при разработке газоконденсатных месторождений с повышенным содержанием кислых компонентов // Недр Поволжья и Прикаспия. – 2002. – Вып. 32. – С. 57–59.
14. Клычев Н. В. Гидрогеологические условия подсолевого палеозоя на территории зоны сочленения Пугачёвского свода, Бузулукской и Прикаспийской впадин в связи с нефтегазоносностью / НВНИИГГ. – Саратов. 1991. – (Деп. в ВИЭМС 19.06.91, № 998-мг91).
15. Клычев Н. В. Гидрогеологические условия нефтегазонакопления и перспективы использования попутных вод при разработке месторождений углеводородного сырья на территории Дальнего Саратовского Заволжья // Недр Поволжья и Прикаспия. – 1999. – Вып. 20. – С. 24–30.
16. Клычев Н. В., Навроцкий О. К., Гонтарев В. В. Попутные воды нефтяных месторождений – перспективный вид минерального сырья на территории Саратовской области // Недр Поволжья и Прикаспия. – 2003. – Вып. 33. – С. 63–65.
17. Клычев Н. В., Гонтарев В. С., Цуркан С. Я. Подземные воды и водно-растворенные газы подсолевых отложений Прикаспийской впадины – минерально-сырьевой потенциал будущего // Недр Поволжья и Прикаспия. – 2005. – Вып. 43. – С. 23–27.
18. Корценштейн В. Н. Растворенные газы подземной гидросферы Земли. – М.: Недра, 1984.
19. Корценштейн В. Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. – М.: Недра, 1976. – 2-е изд., перераб. и доп.
20. Намиот А. Ю. Расчеты растворимости природного газа в природных водах // Труды ВНИИ. – 1959. – Вып. 21.
21. Намиот А. Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. – М.: Недра, 1976.
22. Силин-Бекчурин А. И. Динамика подземных вод. – М.: изд-во МГУ, 1958.
23. Сулин В. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – Л.: Гостоптехиздат, 1948.
24. Тальнова Л. Д., Клычев Н. В., Ильменева А. В. Использование газовой составляющей подземных вод для локального прогноза нефтегазоносности на различных стадиях поисково-разведочных работ // Проблемы нефтегазопроисковой гидрогеологии. – М.: изд-во ИГиРГИ, 1989. – С. 34–39.
25. Хабберт М. К. Гидродинамические условия формирования нефтяных месторождений / пер. с англ. – М.: ГОСИНТИ, 1958.