

тенциальные ресурсы углеводородов надсолевого комплекса оцениваются невысоко. По сравнению с подсолевым комплексом в отношении 1 : 500.

Скопления углеводородов в отложениях надсолевого комплекса многими исследователями расцениваются как вторичные, за счет перетоков из подсолевых. Нефте- и газопроявления в надсолевых отложениях обнаружены во всех стратиграфических интервалах разреза, начиная с верхнепермского (P2) заканчивая неоген-четвертичным (Q+N).

Верхнепермские отложения имеют очень богатые перспективы в Прикаспийской впадине. Залежи распространены в условиях крутых склонов соляных куполов и антиклинальных перегибов в межсолевых мульдах.

В надсолевом комплексе на соляных куполах обнаружено несколько месторождений газа, стратиграфически приуроченных в основном к нижнему триасу, а также залежи нефти в юрских и меловых отложениях.

В целом на Центрально-Астраханском газоконденсатном месторождении возможно открытие мелких по запасам залежей нефти и газа, связанных с литологически и стратиграфически экранированными ловушками, приуроченными к соляным куполам.

Библиографический список

1. **Воронин Н. И.** Особенности геологического строения и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской впадины / Н. И. Воронин. – Астрахань : Изд-во АГТУ, 2004. – 45 с.
2. **Попович С. В.** Изучение особенностей строения нижнебашкирского карбонатного резервуара Астраханского свода для оптимизации построения геологической и гидродинамической моделей Центрально-Астраханского серогазоконденсатного месторождения : отчет / С. В. Попович, Ю. М. Андреев. – Волгоград, 2006. – С. 38–56.
3. **Попович С. В.** Изучение особенностей строения продуктивных толщ Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения по комплексу геофизических данных и бурения : отчет / С. В. Попович, О. Г. Бражников. – Волгоград, 2010. – 57 с.
4. **Пороскун В. И.** Заключение по особенностям строения Пойменного газоконденсатного месторождения : отчет / В. И. Пороскун. – М. : ВНИГНИ, 2004. – С. 33–38.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБИННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

О.А. Серебрякова, аспирант

*Астраханский государственный университет,
тел.: (88512)52-49-99*131; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Бухарицин П.И.

Исследованы газовые компоненты донных отложений Каспийского моря, установлена приуроченность донных газовых аномалий к продуктивным нефтегазовым залежам в глубинных горизонтах, что может служить критерием оценки перспектив нефтегазоносности новых геологических морских территорий.

Gas components of the sediments of the Caspian sea were researched, the association of bottom gas anomalies in productive oil and gas deposits in abyssal horizons was established, which can serve as criterion for assessment of the hydrocarbon potential of new geological marine areas.

Ключевые слова: критерии, геохимия, оценка, нефтегазоносность, глубинные отложения, Каспийское море.

Key words: criteria, geochemistry, assessment, oil and gas bearing, deep deposits, the Caspian sea.

Предстоящее крупномасштабное освоение Российского сектора Каспийского моря позволит в течение ближайших 10–15 лет может занять одно из ведущих мест в России по объемам добычи на уровне 100 млрд м³ газа и 50 млн тонн нефти в год. Однако регион характеризуется недостаточной изученностью геологического строения: северный Каспий остается одним из наименее исследованных на углеводороды. При высоком прогнозе нефтегазоносности объемы геологоразведочных работ здесь предельно низки и составляют менее 9 % объемов, достигнутых в Южном Каспии, хотя площадь последнего в 3 раза меньше, чем площадь северной акватории. Во второй половине 2010 г. введено в разработку Хвалыньское месторождение с добычей нефти до 8 млн тонн и газа до 1 млрд кубометров в год. В 2014 г. ЛУКОЙЛ вводит в разработку месторождение Филановское с добычей нефти до 9–10 млн тонн и газа до 1 млрд м³ в год. Выявлено несколько перспективных структур Сарматская, Широтная, Ракушечная, «170» км. Однако площадь выявленных структур занимает менее 1 % площади акватории. Большое влияние на условия формирования морских месторождений и распределение углеводородов по площади и геологическому разрезу оказали история развития Каспийского моря в кайнозойское и новейшее время. Резкий рост затрат на поисковоразведочные работы при выходе в акваторию придает особое значение совершенствованию прогнозов и достоверности оценки нефтегазоносности глубинных горизонтов. Геохимическое районирование распределения газа в донных отложениях служит критерием оценки нефтегазоносности геологических структур и способствует повышению эффективности морских геологоразведочных работ и доведению бурения скважин до единичного минимума, так как традиционно применяемые на суше методы поискового бурения по скважинным профилям или же «крест на крест» в морских условиях неприемлемы по технико-экономическим причинам. Геолого-геохимическое районирование газоносности донных отложений необходимо для обоснования оптимального направления геологоразведочных работ и системы морского геологического мониторинга поисков и разведки нефти и газа в акватории Каспийского моря.

Геоморфологические и гидрологические условия акватории влияют на темпы и масштабы накопления, строение и состав донных отложений (рис. 1), направления освоения ресурсов углеводородного сырья. Выделяются вековые, годовые и сезонные колебания уровня моря, влияющие на литологический характер донных отложений и на геохимические параметры захороняемого рассеянного органического вещества (табл. 1).

Таблица 1

**Геологический разрез, геохимическая характеристика
органического вещества и литологический состав донных
отложений Северной акватории (О.А. Серебрякова, 2011)**

Комплексы и подкомплексы отложений		Глубина от поверхности дна, м	Мощность, м	Геохимическая зона газопроявления	Литологический и геохимический состав
Современные Q		0–0,5	0,5	Свободного гидропромыва. Локальные CH ₄	Мелкие пески, илистые и глинистые фации, растительные остатки
Новокаспийский nk		2,05–4,5	2,05–2,5	Местный флюидоупор	Глины текучие пластичные C _{орг} < 0,1 %, биомасса. У дна песок и раковинный детрит
Манганшлакский mg		до 11	до 8–9	Структурный флюидоупор	Распространены в палеопонижениях. Пески глинистые. Детрит
Хвалынский верхний hv ₂		15–16	13–14	Газоводонасыщенный коллектор, CH ₄	Комплекс аллювиальноморских (дельтовых) отложений пылеватоглинистых пород, в низах прослой детрита. C _{орг} < 0,1 %, апогипергенез ДГ
Хвалынский нижний hv ₁		30–31	14–16		
В т.ч.	Глинистая пачка	27	10–12	Структурный флюидоупор	Глина мягкотугопластичная со слоями песка в верхней части пласта. C _{орг} < 0,1 %, мезогипергенез ДГ
	Базальный песчаный слой	30–31	3–4	Газоводонасыщенный коллектор, CH ₄	Песчаные отложения с прослой пылеватоглинистых отложений, детрит
Хазарский верхний hz ₂		62–64	31–33		
В т.ч.	Глинистая пачка	~50	~19–20	Структурный флюидоупор	Пылеватоглинистые отложения, мягкопластичные и полутвердые, глины тугопластичные. C _{орг} < 0,1 %, мезогипергенез ДГ
	Песчано-глинистая	62–64	12–13	Газоводонасыщенный коллектор, CH ₄	Прослой песка разной крупности и глинистых слоев, детрит
Хазарский нижний hz ₁		128–130	63–65		
В т.ч.	«Песчаный слой»	72–74	~9	Газоводонасыщенный коллектор, CH ₄	Песок пылеватый и мелкий с пылевато-глинистыми прослоями, детрит
	Локальный глинистый горизонт	128–130	54–56	Локальный флюидоупор	Глинистые отложения тугопластичные полутвердые. C _{орг} < 0,1 %, гипергенез ДГ
Бакинский b Базальный глинистый горизонт		~200	~68–70	Региональный флюидоупор	Глины плотные, тугопластичные. C _{орг} < 0,1 %, гипергенез ДГ – ПК1

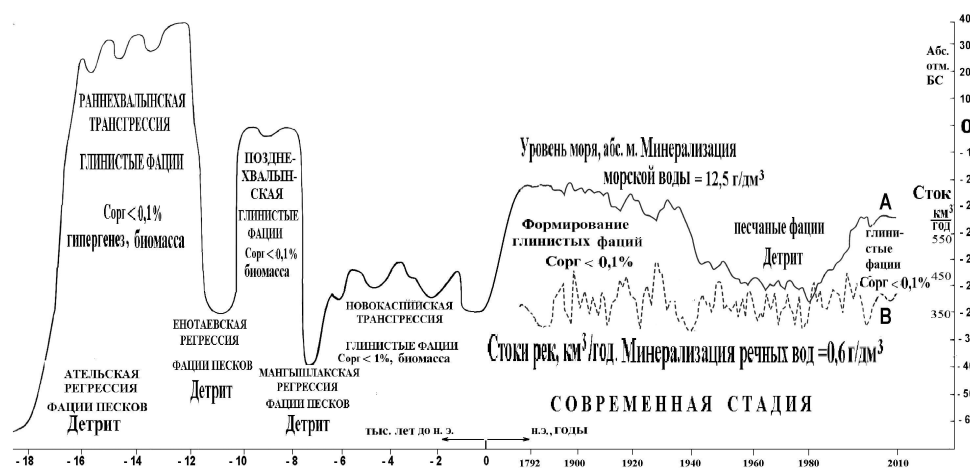


Рис. 1. Цикличность накопления органического вещества и формирования донных фаций (О.А. Серебрякова, 2011). А – изменение уровня Каспийского моря, В – колебания стока рек в море, $S_{орг}$ – содержание ОВ

Геологоразведочные работы в морской акватории имеют свои особенности, отличающиеся от их проведения на суше. Резкие изменения глубин дна, отсутствие геологических и технических, стационарных или временных реперов вызывает необходимость выполнения морского мониторинга природных условий донных отложений и морской среды. Это обуславливает отнесение Каспийской акватории к районам со сложными геологическими условиями.

Так как традиционно применяемые на суше методы поискового бурения по скважинным профилям или же «крест на крест» в морских условиях не приемлемы по технико-экономическим причинам, в морской практике рекомендован следующий комплекс полевых морских геологических работ: геоморфометрия глубин моря; гидролокация бокового обзора (ГЛБО); гидромагнитная съемка (магнитометрия); сейсморазведка ВЧ МОГТ; сейсмоакустические исследования (НСАП) для детального изучения разреза осадков; навигационно-геодезические исследования спутниковыми системами ГЛОНАСС или GPRS, бурение скважин; опробование геологических комплексов.

Наиболее древними отложениями вскрытых скважин являются триасовые (площади Ракушечная, Филановское, Хвалынская, Корчагина и др.). На континентальных частях геоструктур, аналоги которых развиты в Каспийском море, геологический разрез изучен до кристаллического фундамента включительно. Донные отложения подразделяются на литолого-стратиграфические (седиментационные) комплексы, по времени формирования соответствующие этапам и стадиям развития Каспийского бассейна (рис. 1, табл. 1)

Идентичность видового состава минералов донных отложений по всему разрезу подтверждает, что источником терригенного материала в акватории были одни и те же коренные породы. Из кластогенных минералов преобладает кварц, полевые шпаты представлены плагиоклазом (альбит-олигоклаз) и калиевой разновидностью (микроклин). В разных количествах отмечается кальцит. Глины полиминеральны. Количественные соотношения между минералами и их структурные особенности подтверждают, что условия и интенсивность осадконакопления контролировались изменениями уровня Каспийского моря (рис. 1, табл. 1).

Морские районы развития донных отложений с преобладанием разбухающих минералов со слюдоподобными пакетами и смектитами являются неблагоприятными для постановки геолого-разведочного или эксплуатационного бурового оборудования, а также прокладки трубопроводов и коммуникаций.

Донные отложения Каспийского моря подразделяются на четыре геологических района – прибрежный, северный, срединный и южный. Выделяемым геологическим районам соответствуют прибрежный и северный шельфы, материковый склон и ложе морской впадины. В рельефе дна северной части моря наблюдаются неровности в виде положительных (банки и острова) и отрицательных форм (бороздины и замкнутые котловины, рис. 2).

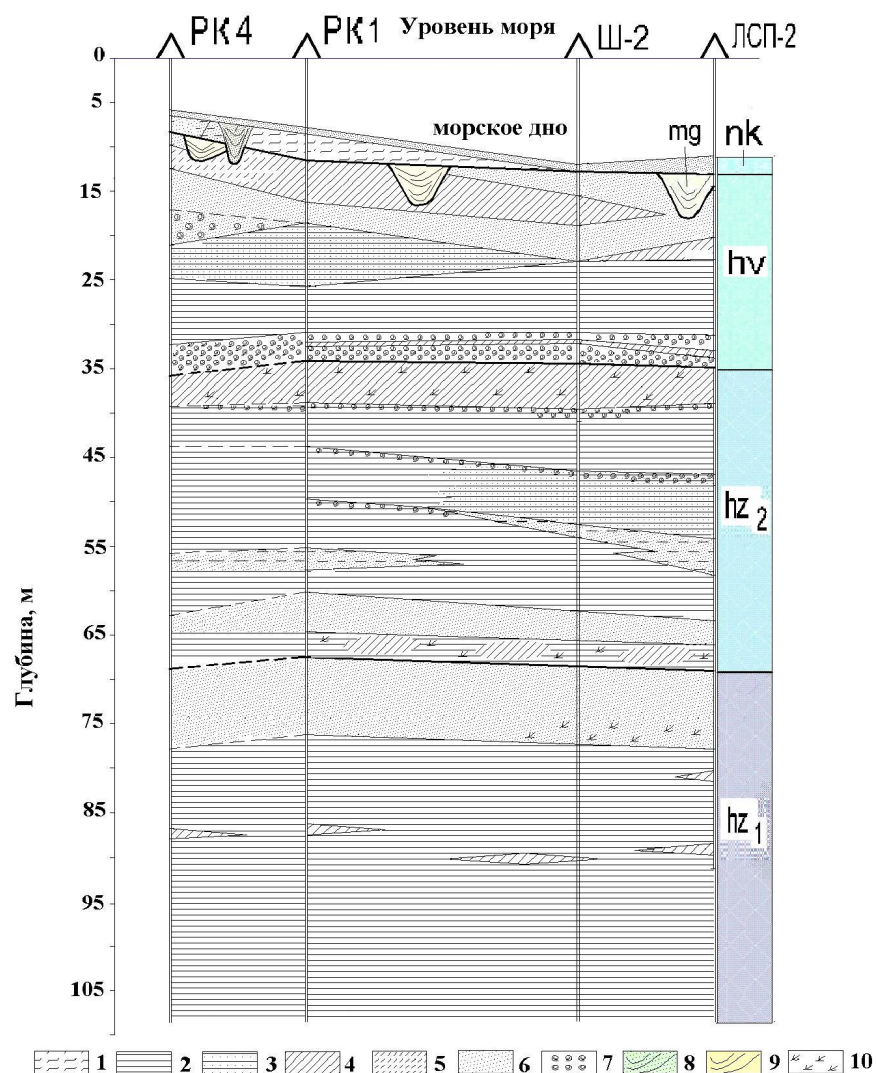


Рис. 2. Геологическое строение донных отложений [2].

Отложения: 1 – ил, 2 – глина, 3 – глина с песком пылеватым, 4 – суглинок, глина алевроитовая, алевроит глинистый, 5 – супеси (алеврит), 6 – песок пылеватый и мелкий, 7 – раковинные отложения, 8 – отложения новокаспийских врезов (al nk), 9 – отложения мангышлакских палеопонижений (mg), 10 – включения детрита и остатков корней. Скважины: Ш – Широтная; Рк – Ракушечная; ЛСП – ледостойкая платформа

Комплексное районирование позволяет выделить две геологических разновидности донных отложений. Геоморфологически «гладкая» поверхность соответствует светло-серым пескам мелким и пылеватым, проявляющимися как обводненный растекающийся «наилок». Геоморфологически «шероховатая» зернистая поверхность соответствует раковинным либо песчано-раковинным отложениям, длительное время подвергавшимся окислительным процессам. Для постановки морских геологоразведочных работ наиболее оптимальными являются участки раковинно-песчаных донных отложений (рис. 2, 5).

Важнейшей геологической особенностью акватории Каспийского моря являются аномальные скопления газов, приуроченные к глубинным геологическим структурам и обладающие сверхвысокой упругой энергией, трудности прогнозирования которых предопределяют возникновение кризисных ситуаций и техногенных аварий.

Генерационный потенциал донных отложений оценивается геохимической способностью захороненного рассеянного органического вещества (РОВ) генерировать углеводороды (УВ). Минимальным содержанием РОВ ($C_{орг}$), способным генерировать УВ, считается 0,5 % в глинистых и 0,3 % – в карбонатных породах. Песчаники выступают в качестве коллекторов УВ (Вассоевич, 1962 и др.).

Источником РОВ в донных отложениях является первичная биомасса наземного материала, принесенного водными потоками, а также водоросли, биопланктон и биологические продукты жизнедеятельности микроорганизмов в морской воде и осадках. Донные песчано-глинистые отложения Северного Каспия характеризуются весьма низким нефтегенерирующим потенциалом. Они отлагались в гидродинамически активных мелководных условиях, где накопление и захоронение РОВ сопровождалось их окислением, при котором увеличенное содержание кислорода способствовало деструкции ОВ и снижению его концентрации. Повышенный привнос обломочного терригенного материала с суши повлиял на снижение содержания ОВ. Донные ОВ находятся на ранней стадии диагенеза, при которой преобразование ОВ происходило при относительно низких термобарических условиях, что подтверждается низкими значениями его геохимического превращения. Донные отложения находятся в зоне диагенеза ДГ или на начальном этапе протокатагенеза ПК1 и не достигли термобарических условий, типичных для главной фазы нефтеобразования.

Благоприятные условия седиментации для накопления, сохранения и преобразования органического материала существовали в среднем-позднем палеозое. Генерационные стадии прошли отложения от позднего девона до ранней перми, они отмечаются в триасовых, юрских и нижнемеловых отложениях (рис. 3). Верхнемеловые карбонатные породы, в которых содержание РОВ близко к нулю, не имеют практического значения в нефтегазообразовании (Холодов, 1992; Глумов, 2004; Касьянова, 2008; Серебрякова, 2010 и др.).

Газовые аномалии характеризуются интенсивностью дебитов и гидродинамических параметров (АВПД) и образуют крупные геохимические поля, соответствующие глубинным залежам в нижнемеловых и юрских отложениях. Для донных газовых аномалий характерна многоярусность в размещении «газовых пятен», выражающаяся в наличии над крупными «пятнами» более мелких. Распределение газовых аномалий на более высоком гипсометрическом и стратиграфическом уровнях подтверждает вывод о поступлении газов вверх по разрезу из нижележащих горизонтов (рис. 4).

По геохимическому составу донные газы относятся к метановому типу (метана до 98 %). Аномалии донных газов приурочены на локальных поднятиях месторождений Ракушечное, Филановское, Корчагинское, Хвалынское, Сарматское и других к рыхлым пескам. Поровые воды песков предельно насыщены газом, бурно выделяющимся при подъеме пробы воды или керна на поверхность (табл. 2).

Таблица 2

Геохимическая характеристика газов, нефтей, пластовых вод и РОВ

Место отбора, возраст	CO ₂ %	CH ₄ %	N ₂ + редкие	Стадии РОВ
Тюлений, Q _{IV}	0,86	92,94	6,20	Растительные остатки
Азау, hv, nk	0,5	98,0	1,5	Биомассовая, ДГ
Ракушечное, Широ- тное, Филанов- ское, Сарматское, Хвалынское, hv, lz	1,0	98,0	1,0	Биомассовая, ДГ
Ракушечное, K ₁ , alb, глубина = 1311 м, Тпл = 65 °С	0,45	76,0 C5 + B < 3	3,9	Протокатагенез, ПК1 + ПК2, зона сухих газов
Филановское, K ₁ ap Каспийское	0,40	71,0 C5 + B > 5	4,2	Протокатагенез, ПК3+M1, зона сухих газов + ТУ
Ракушечное, K ₁ nc Широтное	нефть: $\rho = 810 \text{ кг/м}^3$, η (20 °С) = 7,8 сст, НК = 52 °С, Тпл = 70 °С			Протокатагенез, ПК3 + МК1, зона нефтей вязких + газовые шапки
Ракушечное, J ₁ Филановское	нефть: $\rho = 810 \text{ кг/м}^3$, η (20 °С) = 6,0 сст, НК = 49 °С, Тпл = 75 °С			Мезокатагенез, МК2 + МК3, зона вязких нефтей
Ракушечное, J ₂ Каспийское	нефть: $\rho = 801 \text{ кг/м}^3$, η (20 °С) = 5,0 сст, НК = 49 °С, Тпл = 80 °С			Мезокатагенез, МК4+АК1, зона легких нефтей, жирных газов, газоконденсата
Ракушечное, J ₂ ВНК=1467м	пластовая вода: M = 81 г/дм ³ , тип = ХК, $\rho = 1,06$			Мезокатагенез

Зоны аномальной газоносности, имеющие глубокие корни развития вверх по разрезу вплоть до голоценовых отложений, служат основой оценки нефтегазоносности геологических номенов (рис. 3, 4). Геолого-геохимические материалы подтверждают отнесение газов в донных отложениях к аллохтонному типу. На генерационном уровне процесс формирования углеводородных залежей возможно делить на три основных укрупненных этапа: 1 – формирование легких нефтяных залежей; 2 – переформирование залежей на газоконденсатное и газовое; 3 – миграция легких газов в донные отложения.

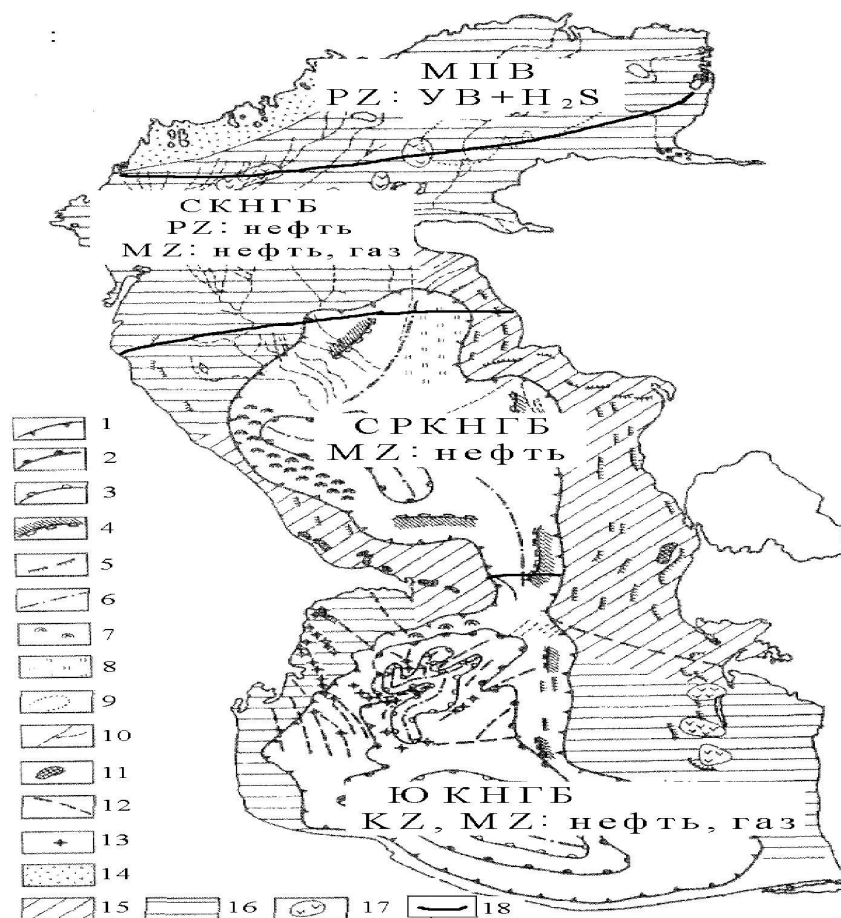


Рис. 3. Карта геологического районирования прогнозов нефтегазоносности Каспийского моря [2]:

1 – бровка шельфа; 2 – подножие склона; 3 – контур глубоководной впадины; 4 – бровка и поверхность древнего шельфа; 5 – абразионные уступы; 6 – оси современного наибольшего прогибания. Районы развития: 7 – оползней; 8 – временных потоков; 9 – граница бороздины; 10 – следы древних русел рек; 11 – абразионный рельеф; 12 – оси антиклинальных зон; 13 – грязевые вулканы; 14 – авандельта р. Волги. Шельф: 15 – абразионный, 16 – аккумулятивный, 17 – участки рельефа с новейшими поднятиями, 18 – границы прогнозных нефтегазоносных морских бассейнов: МПВ – морская часть Прикаспийской впадины; СКНГБ – Северо-Каспийский бассейн; СКРКНГБ – Средне-Каспийский бассейн; ЮКНГБ – Южно-Каспийский бассейн

Геологические образования, осложняющие морские геологоразведочные работы, представлены зонами неконсолидированных и «слабых» по литологическим свойствам отложений, а также скоплений в верхней части разреза свободного («защемленного») газа. Глубины моря в зонах морского бурения должны иметь оптимальные значения 5–6 м для стационарных установок или иметь глубины в соответствии с техническими нормами для плавучих установок. Дно в местах расположения бурового оборудования должно быть плоским, на его поверхности должны залегать раковинные и песчаные отложения (рис. 5).

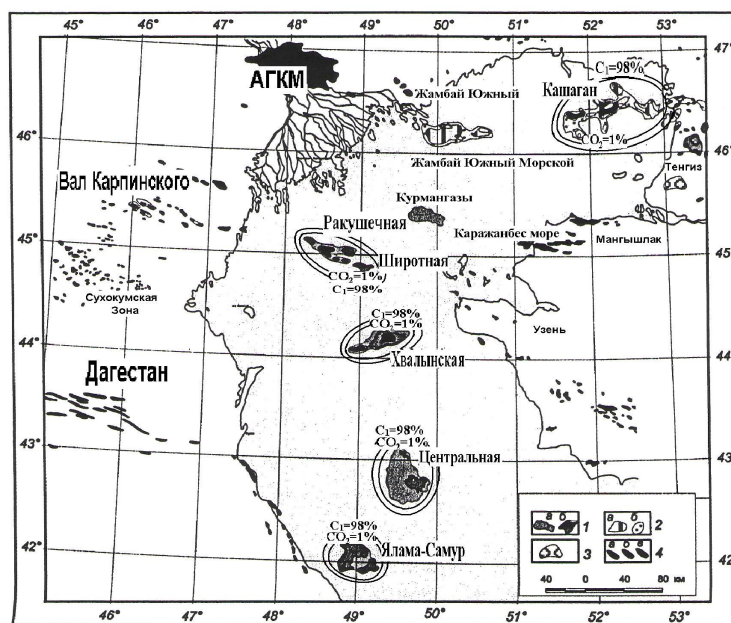


Рис. 4. Геохимическая карта газовых донных аномалий на ключевых структурах северного Каспия:

1 – структуры в мезозойских отложениях: а – зоны поднятия и своды; б – локальные купола; 2 – структуры в палеозойских отложениях: а – зоны поднятия и своды; б – локальные купола; 3 – рифы в палеозойских отложениях суши; 4 – месторождения: а – нефти; б – газа; в – конденсата

Условия проходки поисково-разведочных скважин и величина заглубления направляющих колонн предопределяются распределением по разрезу и площади литологических групп донных отложений. Верхние интервалы до глубин 70 м от дна представлены чередованием песчано-раковинных водопроницаемых отложений, способных к обвалам и осыпанию стен скважины, поглощению промывочных и тампонажных буровых растворов.

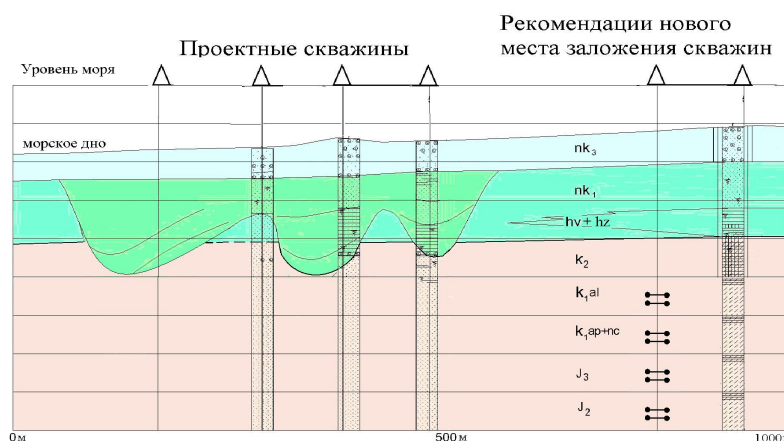


Рис. 5. Оптимизация морских геологоразведочных работ, постановки и конструкции скважин [2].

Условные обозначения: см. рис. 2

Морские установки должны располагаться за пределами и на значительном удалении от глубоких новокаспийских врезов и мангышлакских палео-

понижений, включающих «слабые» глинистые и органо-минеральные отложения большой мощности. С учетом геологических материалов в работе представлена прогнозная геологическая характеристика донных отложений, являющихся обоснованиями для рекомендаций новых участков геологоразведочных работ (рис. 5). Для уточнения геологической и геотехнической характеристики донных отложений при постановке морских работ целесообразно в пределах проектных разведочных площадей оперативное выполнение опережающего геологического бурения методом «конверта».

Работа выполнена в рамках государственного контракта № П535 от 05.08.2009 г. на выполнение поисковых научно-исследовательских работ для государственных нужд.

Библиографический список

1. *Серебряков А. О.* Геологическое строение, инженерно-геологические свойства и нефтегазоносность донных пород-грунтов Каспийского моря / А. О. Серебряков, О. А. Серебрякова. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2010. – 126 с.
2. *Серебрякова О. А.* Геологическое строение донного покровного чехла Каспийского моря / О. А. Серебрякова // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа. – Астрахань : Изд-во АГТУ, 2010. – С. 92–98.

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НЕФТЯНЫХ ОБЪЕКТОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

**В.Ю. Кузовкова, аспирант, инженер II-й категории
отдела мониторинга сейсмогеологических моделей**

*Центр сейсмических исследований ООО «КогалымНИПИнефть»,
Кубанский государственный университет, г. Краснодар,
тел.: 8-34-667-6-53-51; e-mail: KuzovkovaVY@nipi.ws.lukoil.com*

А.В. Лялин, начальник отдела

мониторинга сейсмогеологических моделей

*Центр сейсмических исследований ООО «КогалымНИПИнефть»,
тел.: 8-34-667-6-52-21; e-mail: lyalin_av@nipi.ws.lukoil.com*

А.Ю. Медведев, начальник группы

лицензирования и геологоразведочных работ

*ТПП «Покачевнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь»),
тел.: 8-34-669-3-73-50; e-mail: amedvedev.PNG@png.ws.lukoil.com)*

Рецензент: Бакирова С.Ф.

Рассмотрены закономерности залегания нефти в зоне погребенной озерной дельты на Кечимовском месторождении. Представленная теория дает возможность прогнозировать наиболее перспективные участки нефтяных залежей.

Laws of oil bedding in the zone of buried lake delta in Kechimovsky deposit are considered in the article. The theory presented gives a chance to predict the most perspective sites of oil deposits.

Ключевые слова: Кечимовское месторождение, дебит, ловушки углеводородов, сейсмостратиграфический анализ.