

МИРОВОЙ ОПЫТ ИССЛЕДОВАНИЯ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНАХ МИРА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЛУБОКОГО И СВЕРХГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ

Семен Юрьевич¹ Корякин, Иван Сергеевич² Хопта

Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких скважин, 614016, Россия, г. Пермь, ул. Краснофлотская, д.15,
¹semenkoryakin@yandex.ru, ²khoptais@yandex.ru

Анна Владимировна Шилова

Пермский государственный национальный исследовательский университет, 614990, Россия,
г. Пермь, ул. Букирева, 15, shilova-av@yandex.ru

Статья посвящена вопросам глубинной нефтегазоносности и эффективности глубокого и сверхглубокого бурения, ведь в последнее время во многих регионах мира отмечен новый всплеск интереса к этому виду исследования недр. За счет высокого прогресса в технической базе нефтегазовой отрасли, сверхглубоким бурением удалось достичь высокого уровня прироста запасов углеводородов (далее УВ) во многих странах первого, второго и третьего мира. В результате анализа зарубежного опыта сверхглубокого бурения автор доказывает значимость сверхглубокого бурения, как одного из видов изучения недр во всех нефтегазоносных бассейнах мира. За основу статьи были взяты крупнейшие центры бурения на таких континентах как Азия, Европа, Африка, Америка и Австралия, с различными условиями залегания (температуры, давления и т.д.) залежей УВ.

Ключевые слова: сверхглубокие скважины, нефтегазоносный бассейн, Европа, Америка, Азия, Австралия.

Для устойчивого развития экономик стран, обладающих большими углеводородными ресурсами, первоочередной задачей нефтегазовой отрасли должен стать переход на инновационный путь развития технической и научной базы исследования недр. Так одним из наиболее эффективных видов изучения глубокопогруженных горизонтов (основных перспективных объектов на нефть и газ) является глубокое и сверхглубокое бурение.

Цель данной работы заключается в том, чтобы на примере иностранных партнеров показать на сколько важно и полезно при современных экономических условиях углубление поисков и разведки углеводородов (УВ) в нефтегазоносных бассейнах с большим осадочным чехлом на глубины еще не вскрытые бурением. Ведь в отличие от стран ближнего и дальнего зарубежья, где бурение на большие глубины получило новый виток развития (рис.1), последней в своем роде сверхглубокой скважиной России (8250 м), пробуренной в нефтегазоносном районе Западной Сибири, является **Ен-Яхинская сверхглубокая скважина (СГ-7)**. Остальные скважины, вскрывшие глубокие горизонты на территории Российской Федерации либо не отвечают основному критерию сверхглубокого бурения (глубина более 6500 м), либо пробурены еще во времена СССР.

В свою очередь, за все время развития нефтегазовой отрасли европейских стран было выделено более десятка крупных и мелких нефтегазоносных бассейнов, открыто более 10000 месторождений нефти и газа, а также пробурено огромное количество скважин различной глубины. В связи с этим, именно в Европе по мере развития технической базы нефтегазовой отрасли бурение интенсивно продвигалось в сторону глубокозалегающих горизонтов, а из-за

нехватки разведанных запасов на малых глубинах и постоянно растущим потреблением УВ ресурсов эта интенсивность стала увеличиваться в разы.

Так в Италии, где долгое время все бурение проводилось на относительно небольшие глубины, использование новых передовых методов в сейсморазведке и бурение показало наличие структур в глубокопогруженных горизонтах – ниже 5–6 тыс. м. Скважинами **Малосса-2** (6471 м) и **Вилла Фортуна-1** (6197 м), пробуренными в НГБ Реки ПО, были вскрыты нефтяные и нефтегазовые залежи на глубинах более 5500 м. В другом НГБ Италии – Адриатическом, скважиной **Темпо Дэмма-1** (6186 м) на глубине 4800-5037 м вскрыта залежь нефти, дебит УВ составил 207 т/сут при средней плотности нефти 0,95 г/см³ [1, 2].

В Северноморском бассейне, расположенном на морских границах Великобритании и Норвегии, сверхглубоким бурением были открыты такие месторождения, как **Элджин**, **Франклин**, **Кристин** и **Гленелг**. Месторождения Элджин и Франклин являются крупнейшими среди разрабатываемых в британском секторе Северного моря (глубина моря 93-100 м). Общие запасы месторождений оцениваются в 60 млн м³ конденсата и 50 млрд м³ газа, а резервуары месторождений представлены юрскими песчаниками на глубинах более 5300 м. Стоит отметить и жесткие термобарические условия этого региона, значения высоких температур и давлений здесь достигают 200 °С и 120 МПа соответственно [3, 4].

В Паннонском НГБ, расположенном на территориях почти 10 стран, наиболее изучен венгерский прогиб Мако, где пробурен ряд скважин ниже 5 км. Например, на одноименном месторождении, известном еще с 1960 годов, газоносность, отмеченная в формациях жолнок и эндред на глубинах около 3200 м сохраняется до глубины в 5689 м. Эти данные получены на основе бурения сверхглубоких скважин: **Мако-6** (5692 м), **Мако-7** (6085 м) [5].

Первое в Швейцарии промышленное месторождение газа с запасами 75-180 млрд м³ было открыто при бурении глубокой скважины **1-Энтлебух** в Предальпийском нефтегазоносном бассейне. Фонтан газа дебитом 125 тыс. м³/сут получен с глубины 5289 м из палеокарстовых юрских известняков в основании молассовой зоны Предальпийского прогиба. Наиболее известной австрийской сверхглубокой поисково-параметрической скважиной является скв. **1-А-УТ** (забой 8553 м) на месторождении **Цистердорф**, где из юрских карбонатов с глубины 7544 м получен приток газа дебитом 1,3 млн м³/сут. и содержанием метана 98%. Мальмские (альб-сеноманские) карбонаты зоны Предальпийского прогиба промышленно газоносны на крайнем западе Австрии, где в скв. **1-Зальцберг** с глубины 5604 м был получен мощный фонтан газа, а скв. **1-Маунштренк** дала большой приток газа с глубины 5941 м.

Во Франции глубокое бурение начало активно развиваться после открытия в конце 50-х годов на Аквитанском НГБ месторождения **Лак** (рис.2), определившего высокие перспективы юрских и меловых отложений в глубокопогруженной зоне этого бассейна. В последующие годы в интервале глубин НГБ от 4 до 6,5 км было открыто еще 3 месторождения, наиболее крупное из которых **Мейон-Сен-Фо**, как и Лак обогащенное сероводородом до 15%. Разведанные запасы газа глубоких горизонтов превышают 500 млрд.м³. Самой глубокой скважиной района является **Беренкс-2** глубиной 6557 м [6].

В азиатском регионе ярким примером страны, переживающей настоящий бум сверхглубокого бурения, является Китайская народная республика. Потребление нефти и газа в Китае вступило в фазу быстрого роста, и увеличивающийся дефицит их поставок становится серьезным препятствием для экономического роста в стране. Именно поэтому частными и государственными компаниями «поднебесной» предпринимаются небезуспешные попытки наладить значительный прирост УВ сырья за счет открытия новых месторождений нефти и газа. За последние годы именно в Китае пробурено огромное количество различных скважин на большие и малые глубины. Гигантскую финансовую поддержку получают проекты глубокого и сверхглубокого бурения, ведь этот вид исследования недр, по мнению чиновников КНР, зачастую является основополагающим для дальнейшего открытия новых уникальных месторождений углеводородов, а, следовательно, роста ВВП и экономики в целом.

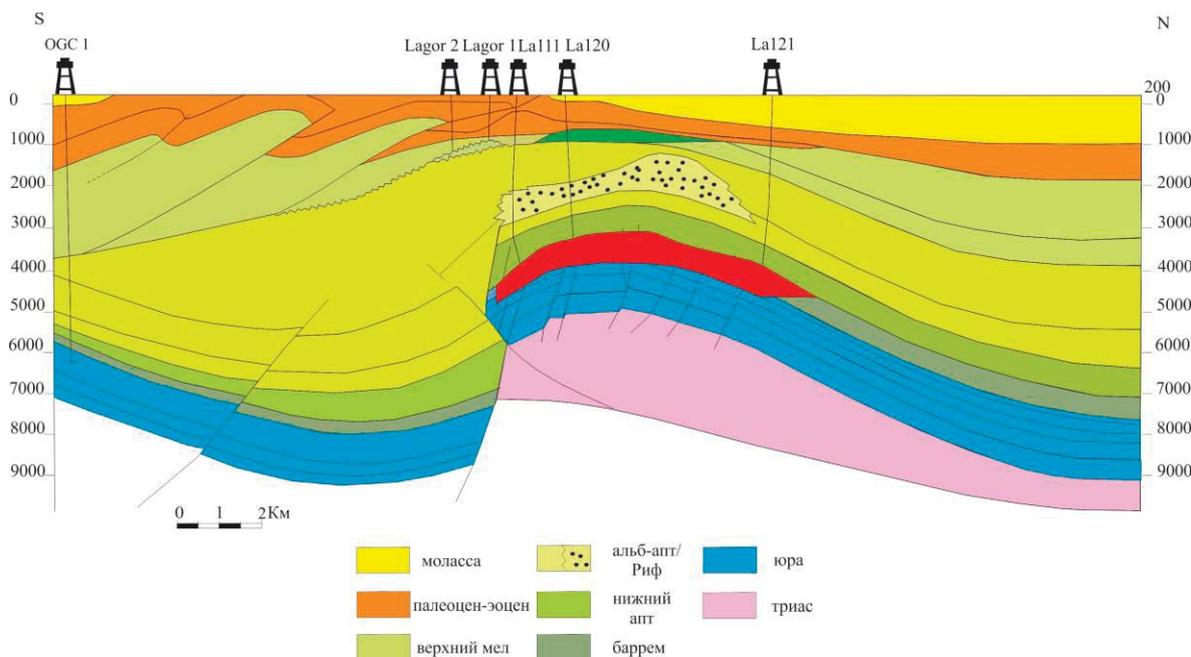


Рисунок 2.

Схематическое строение месторождения Лак (Франция)

Поисково-разведочные работы на нефть и газ в Сычуаньском НГБ начали интенсивно проводиться с 50-х годов XX века, однако период действительно знаковых для страны открытий пришелся лишь на середину первого десятилетия XXI века. Объясняется это значительным прогрессом китайских инженеров в научно-техническом сегменте нефтегазовой отрасли, который стимулируют государство наращивать темпы разведки и добычи нефти и газа [7].

Так, в апреле 2006 года в северо-восточной части бассейна государственная компания «Sinopet» объявила об открытии крупнейшего в Китае газового месторождения **Пугуанг** (Puguang) с запасами более 356 млрд м³ газа. Происхождение основной глубокопогруженной залежи месторождения связано с деструкцией нефтей на больших глубинах и образованием твердых битумов и газообразных УВ с повышенным содержанием неуглеводородных компонентов. Главная зона газа включает доломитовые резервуары нижнетриасовой формации фейксиангуан (Feixianguan) и верхнепермской формации чангксинг (Changxing). Газовые резервуары формации фейксиангуан залегают на глубинах более 5000 м, а все шесть скважин Пугуанг, пробуренные в начале исследования данной области, получили высокие притоки газа [8, 9].

На этом открытии китайской корпорации «Sinopet» на территории Сычуаньского бассейна не заканчиваются. Совсем недавно компания вскрыла новый резервуар с природным газом, также находящийся на больших глубинах. В частности, скважина **Янба** (Yuanba) – 102, которая пробурена на одноименном месторождении в северо-восточной части бассейна, получила притоки УВ в 15 слоях формации хажиахе (Хуџиахе) и в 27 слоях формаций фейксиангуан – чангксинг. После были пробурены такие скважины, как **Янба** (Yuanba)-1, **Янба-2**, **Янба-3**, **Янба-4**, а также **Янба-22**. Так при испытаниях в скважине Янба-1-С1 получены притоки УВ в интервале глубин 7330,7–7367,6 м, в то время как в скважине Янба-2 притоки УВ получены в интервале 6677–6700 м. Оба испытания проводились в формациях фейксиангуан-чангксинг. С мая 2006 года по май 2010 года на территории пробурено около 30 скважин, половина из которых достигла глубин более 6000 м. Средняя глубина бурения равна 7044 м [10].

Кроме того, в китайских научных публикациях также появлялась информация о том, что в марте 2007 года в юго-восточной части НГБ Сычуань было начато бурение скважины **Чуанке-1** (Chuanke). Ее проектная глубина составляет 8875 м, а целью бурения является

изучение нефтегазоносности глубоких горизонтов. Стоимость проекта составляет почти 40 млн. долларов [7].

Еще одним представителем крупнейших бассейнов Китая, о высоких перспективах которого на больших глубинах говорит множество факторов, по заслугам считается Таримский НГБ. Так, осадочный чехол в этом НГБ, представленный докембрием, палеозоем, мезозоем и кайнозоем, имеет максимальную мощность до 18 км. Благодаря низкому геотермическому градиенту (в среднем 2°C/100 м) и низкой отражательной способности витринита (на глубине 5324 м около 0,64%), зона, перспективная для обнаружения залежей нефти, предполагается, что значительно ниже 5000 м. Интерес также представляет сохранность на достаточно больших глубинах высокочемки коллекторов. К примеру, на Северо-Таримском поднятии приток нефти с глубины 5324 м из известняков ордовика составил 190 м³/сут. Продуктивные триасовые песчаники имеют пористость около 20 % и проницаемость более 1000 мД на глубине 5000 м.

Еще в 80-х годах в скв. **Шацань-2** на Северо-Таримском поднятии из ордовикских отложений с глубины 5391 м был получен промышленный приток нефти (месторождение **Якэла**). Позднее в 1993 г. в глубокой скважине **Хунцийского** месторождения из песчаников (инт. 5240–5260 м) получен приток нефти 376 м³/сут. и газа 55,7 тыс. м³/сут, а в 1994 году на **Янтайском** месторождении того же поднятия в инт. 5300–5379 м из меловых песчаников приток газа составил 322 тыс. м³/сут.

Одним из самых известных месторождений современности этого бассейна является **Кела**, которое расположено в депрессии Куке (Kuche Depression). На месторождении скважиной **Кела-2** (6500 м) были обнаружены повышенные давления и АВПД с коэффициентами аномальности более 2,0. Залежи нефти и газа на севере Тарима образуют окаймляющую рамку вокруг депрессии с глубокими резервуарами газа (3500–4700 м) во внутреннем круге и мелкими залежами конденсата вокруг кольца.

Несколько лет назад в Таримском бассейне закончено бурение скважины **Ташен -1** (Tashen-1). Скважина Ташен-1 является самой глубокой (8408 м) скважиной как в Китае, так и в Азии. Притоки углеводородных флюидов в скважине были получены из доломитов верхнего карбона на глубине 8300–8400 м при температуре более 160°C и давлении более 80 МПа. Содержание УВ в глубинных газах составляет 97%, в основном это метан, изотопный состав углерода метана равен -37,9%, что характерно для глубинных газов. В частности, аналогичные параметры получены для газов ниже 6,5 км в Ен-Яхинской сверхглубокой скважине в районе Большого Уренгоя.

Так же на западе Китая было открыто гигантское месторождение **Юингмайли** (Yingmaili, структура YM-2) в карбонатных резервуарах ордовика на глубинах 5800–6200 м. В северной части бассейна, помимо месторождений Кела и Юингмайли, известно как минимум еще пять перспективных на больших глубинах месторождений нефти и газа: **Халахатанг (Halahatang)**, **Донгхетанг (Donghetang)**, **Луннан (Lunnan)**, **Hudson (Хадсон)** и **Жилейк (Jilake)** (рис.3). Все они хорошо разбурены, а средняя глубина бурения превышает 5000–5500 м.

До недавних лет в Китае вся добыча и разведка нефти и газа ограничивалась сравнительно небольшими глубинами, однако серьезные научные открытия и финансовые вложения в нефтегазовую отрасль сумели открыть путь к залежам на больших глубинах как на континенте, так и на шельфе страны. В 2006 году крупнейшая компания Китая по нефтяному машиностроению БОМКО (BOMCO – Baoji Oilfield Machinery Co.,Ltd) выиграла конкурс на создание буровой установки для бурения до 12000 метров, обойдя крупные компании США и Европы. Китай становится второй страной мира после США, производящей буровые установки мирового уровня для бурения до 12000 м [7].

Положительная динамика в использовании сверхглубокого бурения прослеживается и в эндемичных для нас регионах, таких как нефтегазоносные бассейны Австралии, в особенности на шельфе. Самая глубокая скважина **Гудвин А-14** достигла на забое 7713 м при глубине моря менее 1 км. Скважины **Гудвин А-16** (6146 м) и **Гудвин А-17** (6263 м) ниже

5 км вскрыли газоконденсатную залежь. Значительное внимание на континенте уделяется и поиску нетрадиционных источников УВ. Компания Linc Energy сообщила, что в 2013 г. было открыто месторождение сланцевой нефти с запасами, близкими к нефтяным запасам Саудовской Аравии [11].

Наиболее известным центром сверхглубокого бурения, как в тихоокеанском регионе, так и в мире, на сегодняшний день, на современном этапе является территория Мексиканского залива. Именно здесь выявлена значительная мощность осадочного чехла НГБ, впервые в шельфовых зонах доказана нефтегазоносность осадочных отложений на глубинах более 9–10 км и началось промышленное освоение месторождений нефти и газа в диапазоне глубин 7–9 км.

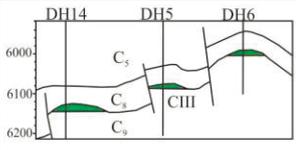
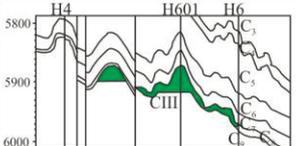
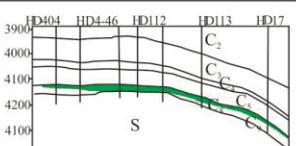
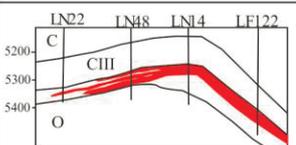
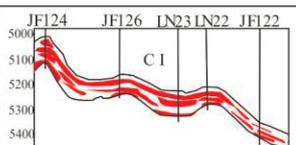
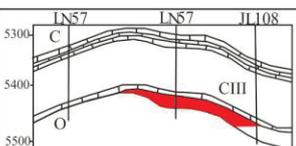
Стратиграфия			Мощность, м	Литология	Фации	Нефть, газ	Группа нефти	Разрез резервуара	Пример месторождения
Система	Формация	Индекс							
Триасовая	Эхубалаке (Ehuobulake)	T ₃	0 - 500	Слои мелких серых песчаников и алевролитов	Дельтовые				Нефтяное месторождение Донгетанг (Donghetang)
Каменноугольная	Опорный песчаник (Limestone bearing)	C ₁	0 - 140	Биобломочный известняк с зернами кальцита с мелкими прослоями сланцев и песчаников	Камменноугольные континентальные				Резервуар Ха-6 (Ha-6)
	Песчаные сланцы (Sandy Shale)	C ₂	0 - 500	Илистые аргиллиты и серые мелкие песчаники, глинистые известняки	Шельфовые	Г	C I		Нефтяное месторождение Хадсон (Hadson)
				Конгломераты	Речные				
				Неоднородные тонкие прослои песчаных алевролитов	Дельтовые				
				Прослои сланца с мелкими прослоями песчаниками	Шельфовые				
	Верхние сланцы (Upper shale)	C ₃	0-100	Коричневые сланы	Лагунные				Нефтяное месторождение Сангтаму (Sangtamu)
	Типичный известняк (Standard shale)	C ₄	25	Микриты	Континентальные				Газоконденсатное месторождение Жиефангку (Jiefangqu)
	Средние сланцы (Middle shale)	C ₅	0-200	Прослои сланца	Лагунные	Н			
	Биобломочный известняк (Bioclastic limestone)	C ₆	0-70	Сланцы с известковыми песчаника в подошве	Прибрежные	Н			
Нижние сланцы (Lower shale)	C ₇								
Брекчии (Breccia)	C ₈							Газоконденсатное месторождение Жилэйк (Jilake)	
Песчаник Донгхэ (Donghe sandstone)	C ₉	0 - 320	Мелкие песчаники и сланцы с галечником	Прибрежные	Г				
Силурийская									

Рисунок 3.

Сводные данные по типичным глубокопогруженным структурным залежам карбона на севере Таримского бассейна

Основная нефтегазоносность связана с миоценовыми, палеогеновыми и меловыми отложениями. Коллекторами являются преимущественно песчаники для кайнозойских и известняки для меловых пород. Значительная часть резервуаров НГБ (в особенности палеогеновых) в глубоководной части Мексиканского залива связана с соляными куполами, которые могут состоять из одного или более отдельных соляных пластов, толщина которых может превышать 6000 м.

В 2005 г в районе Каньона Грин при глубине воды 1067 м была пробурена скважина **Нотти Хэд** общей глубиной 10421 м, промышленные притоки качественной нефти были получены с глубины 7976 м ниже морского дна. Отобранный керн свидетельствует о хороших коллекторских свойствах песчаных пород в продуктивных интервалах, качество нефти также хорошее. В 2006 году с глубины 10050 м (32986 футов) пробурен дополнительный боковой ствол с продолжением 1400 м (4500 футов) на юг от основного ствола. Позднее, в непосредственной близости от месторождения Нотти Хэд района Каньона Грин в блоках 468 и 511 при глубине воды около 1100 м с резервуарами на глубине более 8000 м были открыты нефтяные месторождения **Пони (Pony)** и **Стэмпед (Stampede)**.

В 2009 г. началась промышленная добыча нефти на месторождении **Тахити (Tahiti)**, открытом в 2002 г. и имеющем извлекаемые запасы порядка 60–70 млн.т. Это месторождение расположено в Каньоне Грин (блок 596, 597, 640, 641) при глубине воды 1246 м, примерно в 190 милях южнее Нового Орлеана. Продуктивными являются отложения нижнего и среднего миоцена, залегающие ниже соляной покрывки толщиной от 2438 до 4572 м на глубине 7010–8534 м (5764–7288 м ниже морского дна). Добыча на этом месторождении осуществляется с помощью двух подводных центров с шестью скважинами и производственным комплексом на плавучей платформе. Самая глубокая эксплуатационная скважина имеет глубину 8138 м от поверхности воды и 6892 м ниже дна.

Самой известной скважиной региона является **Тибр (10690/1266)**. Именно ей вскрыта уникальная нефтяная залежь на глубине 10000 м. Нефтяной «гигант», по оценкам специалистов содержит от 4 до 6 млрд. баррелей нефти. Хотя ВР и заявляет, что это лишь преждевременные прогнозы, а реальные запасы месторождения составляют около 250 млн. баррелей нефти, многие ученые продолжают настаивать на максимальной оценке ресурсов Тибр. Не смотря на то, что нефть на месторождении легкая, по сообщениям агентств, таких как Блумберг (Bloomberg), предполагается, что такая находка является технически сложной и по времени период до разработки может занять от 5 до 7 лет. Однако обнаружение нефтяной залежи на таких глубинах по своей сути уже является величайшим открытием в сфере глубинной нефтяной геологии.

Вообще в заливе отмечено присутствие огромного числа скважин достигших отметки 9000 м и более: **Джулия(9500/2160)**, **Каскида (9906/1786)**, **Пони (9890/1049)**, **Табулар Беллс (9488/2739)**, **Лафитте (10413/43)**. Большинство из них с глубин более 6000 м были получены притоки высококачественной нефти и газа [12].

Аналогично НГБ Мексиканского залива, в НГБ Сантус благодаря бурению в шельфовой зоне скважин **Тупи** (глубина моря 2126 м) и **Яра** (глубина моря 2230 м) общей глубиной 8109 и 8310 м, соответственно, было открыто нефтяное месторождение **Лула**.

Вообще НГБ Сантус – это нефтегазоносный бассейн, располагающийся в прибрежных и морских частях Атлантического океана (Бразилия). Открытие первых глубоководных месторождений (глубина моря здесь достигает 2000 м) началось с 2000-х годов. Продуктивные горизонты, находящиеся на глубине от 3 до 6 км (от морского дна), залегают под мощным слоем соли, что делает их особенно трудно осваиваемыми. Резервуары еще одного месторождения региона **Мексилхао** характеризуются необычными для шельфа Южной Америки высокими температурами и давлениями (до 150 °С и 700 атм, соответственно) и находятся на глубинах от 5000–6000 м.

Остальными глубокими скважинами прибрежных НГБ Бразилии, такими как **Сапинхоа-1 (6137/2135)**, **Пиракука-4 (5175/200)**, **Каркара-4 (6213/2027)**, **Сагитаро-1 (7110/1871)** доказана промышленная нефтегазность от 5000 до 6500 м.

Что касается остальных стран континента Америка, то среди всех других выделяется Боливия. Именно она, пусть пока и не в той же степени, что Бразилия, в последние годы вышла на совершенно новый уровень развития нефтегазовой промышленности. Главными нефтегазоносными бассейнами с большой мощностью осадочного чехла являются Субандино Сур (Subandino Sur Basin), Тарья (Tarija Basin).

Недавно компанией Репсол (Repsol) при испытании разведочной скважины **Хукая (Нуасаа) X-1**, которая находится в области Чукисака (Chuquisaca), были получены притоки газа 800 тыс. м³/д. Эта скважина вскрыла залежи на глубинах более 4000 м.

Французская нефтегазовая компания Тотал (Total) и аргентинская нефтегазовая компания Текпетрол (Tespertrol) приступили к бурению скважины **Инкауаси-II (Incahuasi-II)** глубиной 6450 м в блоке Ипати (Ipati), расположенного в юго-восточной части Боливии. Результаты пока не опубликованы. А на месторождении **Маргарита-Хукая** (юг Боливии) скважины достигают глубины 6 км [12].

Таким образом, промышленная нефтегазоносность на больших глубинах доказана практически во всех нефтегазоносных бассейнах, где проводилось глубокое и сверхглубокое бурение, что еще раз подтверждает эффективность этого вида изучения недр. Еще одним положительным фактором прироста мировых запасов УВ можно назвать значительное присутствие частных и государственных компаний, таких как Петробрас, Синопек, Шеврон, Лукойл Оверсиз, Газпром Зарубежнефтегаз, Статойл, Репсол, Бритиш Петролеум и др., которые с каждым годом увеличивают инвестиции своего капитала в развитие глубокого и сверхглубокого бурения. Благодаря этому за короткий отрезок XXI века притоки УВ были получены в интервале глубин 4000–7500 м (и более в Мексиканском НГБ), в отложениях от неогенового до ордовикского возраста, а также коллекторах различного типа (поровый, трещинный). Все это указывает на то, что во всех бассейнах с большой глубиной осадочного чехла, зачастую можно рекомендовать сверхглубокое бурение, как основной вид изучения недр с целью наращивание запасов нефти и газа как за рубежом, так и на территории РФ.

Библиографический список

1. *Novelli L., Chiaramonte M.A., Mattavelli L., Pizzi G., Sartori L. & Scotti P.* / Oil Habitat in the north western Po Basin – in: Doligez B. (ed.), Migration of Hydrocarbons in Sedimentary Basins, 1987. P.27– 57.
2. *Vaghi G.C., Torricelli L., Pulga M., Giacca D., Chierici G.L. & Bilgeri D.* / Production in the very deep Malossa Field, Italy // 10th World petroleum Congress. Bucarest, 1979.
3. *Knott. D.* Elf UK expands HP-HT expertise with Elgin/Franklin development / Oil and Gas Journal, volume 97. Issue 25. 1999. P.18–22.
4. *Surhone M., Tennoe M., Henssonow S.* / Tambar Oil Field // Betascript Publishing, 2011. P. 1– 80.
5. Resource estimate Mako trough, Hungary / Prepared for FALCON OIL & GAS LTD, 2008. P.1– 18.
6. *Winnock E., Pontalier Y.* / Lacq Gas Field // Geology of Giant Petroleum Fields, AAPG. France, 1970. Special vol.14. P.370–387.
7. *Jia C.* Characteristics of Chinese Petroleum Geology: Geological Features and Exploration Cases of Stratigraphic, Foreland and Deep Formation Traps (Advanced Topics in Science and Technology in China) Heidelberg, New York, 2012.
8. *Hao F., Guo T., Zhu Y.* Evidence for multiple stages of oil cracking and thermochemical sulfate reduction in the Puguang gas field, Sichuan Basin China // AAPG Bulletin. №92 (5). 2008. P.611–637.
9. The Puguang gas field: New giant discovery in the mature Sichuan Basin, southwest China,
10. *Ma Y., Guo X., Guo T., Huang R.* / The American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, 91. 2007. P. 627–643.
11. *Lech M.* New observations of the post-Triassic succession in the central Beagle Sub-basin, Northern Carnarvon Basin, North West Shelf, Australia. West Australian Basins Symposium, Perth, WA, 18–21 August, 2013.
12. *Цветков Л.Д.* Нефтеносность зон растяжения земной коры на примере оффшорной части Бразилии и востока России / Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова // Вести газовой науки:

**WORLD RESEARCH EXPERIENCE OF DEEP
DEPOSITS IN THE OIL AND GAS BASINS IN THE WORLD FOR THE RESULT OF
DEEP AND ULTRA-DEEP DRILLING**

Semen Y.¹ Koryakin, Ivan S.² Khopta

Kama Research Institute comprehensive research of deep and ultra-deep wells,
Krasnoflotskaya str.,15, Perm, Russia, 614016
¹semenkoryakin@yandex.ru, ²khoptais@yandex.ru

Anna V. Shilova

Perm State University, Bukirev str.,15, Perm, Russia, 614990, shilova-av@yandex.ru

The article is devoted to deep oil and gas-bearing and effectiveness of deep and ultra-deep drilling, as in recent years in many parts of the world marked a new surge of interest in this type of study the bowels of the earth. Due to the high progress in the technical basis of oil and gas branch, deep drilling achieved a high level of growth in hydrocarbon reserves in many countries in the first, second and third world. An analysis of foreign experience of deep drilling author proves the importance of deep drilling, as a kind of study of the subsoil in all oil and gas basins of the world. The basis of the article were taken major centers of drilling on continents such as Asia, Europe, Africa, America and Australia, with different conditions of occurrence (temperature, pressure, etc.) of hydrocarbon deposits.

Key words: ultradeep wells, oil and gas basin, Asia, Europe, America, Australia.