

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ НА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЕ

А.И. Сурнин, И.В. Литвинова
АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии,
геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск
e-mail: ogec@sniiggims.ru

Гидродинамическое поле нефтегазоносного бассейна есть результат баланса разнонаправленных геодинамических процессов. Тектонические напряжения и связанные с ними масштабные перемещения флюидов по локализованным проводящим каналам в земной коре проявляются гидродинамическими аномалиями – пьезомаксимумами с СГПД (сверхгидростатические пластовые давления) и АВПД (аномально высокие пластовые давления), которые трассируют зоны долгоживущих глубинных разломов. В свою очередь, региональные глубинные разломы контролируют границы – структурные швы и области сочленения крупных тектонических структур. Это области активной геодинамики и переменных тектонических напряжений, которые во все эпохи определяли направления миграции, сами служили путями разгрузки глубинных флюидов и остаются флюидоактивными в настоящее время.

Для обоснования гидродинамических критериев зонального прогноза нефтегазоносности в условиях Лено-Тунгусской НГП объектом сосредоточенного гидродинамического анализа выбран осадочный бассейн Присяно-Енисейской синеклизы (ПЕС). Это обусловлено ключевым положением ПЕС на южной половине Лено-Тунгусской провинции, в окружении и контакте с крупными нефтегазоносными районами (Нижнеангарским, Братским) и зонами нефтегазонакопления (Собинско-Джелиндуконской, Ярактинско-Аянской, Марковской, Ковыктинской). В то же время обширная территория ПЕС остается на сегодняшний день еще мало и неравномерно изученной, преобладающая часть территории относится к нераспределенному фонду недр.

По имеющимся данным внутренние глубокие депрессии ПЕС выполнены мощной (до 10–11 км) толщей неопротерозойских и нижнепалеозойских отложений, имеют блоковое строение фундамента. Внешние границы ПЕС контролируют долгоживущие глубинные разломы. Считается, что с тектоническими депрессиями ПЕС связаны магматические очаги разгрузки пластовых интрузий траппов (усольский силл), которые сыграли решающую роль в формировании современных зон нефтегазонакопления вдоль

восточной периферии синеклизы [1–2]. Все это определяет сложные условия флюидной динамики бассейна и значение гидродинамических критериев для прогноза нефтегазоносности.

Гидродинамический прогноз нефтегазоносности основан на концепции локального углеводородного насыщения осадочного чехла в условиях преимущественно восходящей субвертикальной миграции углеводородов в потоке глубинных флюидов к зонам разгрузки и ограниченной возможности дальней латеральной субпластовой миграции [3–5, 7 и др.]. Эти представления находят все большее подтверждение в последних сейсмогеологических построениях по мере совершенствования и развития методов геолого-геофизического моделирования [8].

Основные гидродинамические показания для зонального прогноза нефтегазоносности территорий сводятся к следующему:

- Масштабные стабильные перемещения флюидов, в том числе, дальняя миграция углеводородов в ловушки из глубокозалегающих очагов генерации могли осуществляться только по локализованным проводящим каналам в зонах тектонического разуплотнения земной коры и осадочного чехла.

- Приуроченные к главным ветвям разломов оперяющие дизъюнктивы, зоны диафторирования и гидротермального движения на каждом этапе тектонической активизации формируют в разрезе унаследованные каналы для восходящей миграции флюидов к ловушкам и к местам поверхностной разгрузки. Таким образом, поверхностные проявления современной и палеоразгрузки обозначают внешний контур миграции флюидов (в том числе углеводородов) от исходного очага.

В гидродинамическом поле осадочных бассейнов Сибирской платформы месторождения нефти и газа выделяются как пьезомаксимумы на выравненном фоне приведенных пластовых давлений (напоров) на окружающих территориях.

Подобные зоны положительной неравновесности флюидных систем в чехле осадочного бассейна можно объяснить внедрением в продуктивный резервуар глубинных флюидов (углеводородов), обладающих более высокой энергией. С учетом этого, можно рассматривать наблюдаемые зоны закономерного размещения очагов глубинной разгрузки и сопутствующие им *пьезомаксимумы в поле пластовых давлений как гидродинамический косвенный критерий нефтегазоносности территории на стадии зонального прогноза.*

Примерами, подтверждающими поисковую значимость гидродинамического показателя «пъезомаксимум» для условий ено-Тунгусской нефтегазоносной провинции служат месторождения–эталоны (Собинское, Юрубченское, Куюмбинское, Берямбинское, Атовское). На месторождениях–эталонах и в структурах с доказанной нефтеносностью разреза установлено, что продуктивные площади и объекты нередко проявляются как комплексные гидрогеологические аномалии (термо- и пьезомаксимумы, гидрогеохимические ореолы рассеяния вокруг залежей, геохимические аномалии в ландшафте). Это свидетельствует о недавних или продолжающихся процессах переформирования – обновления – пополнения залежей УВ.

Дополнительными гидродинамическими критериями перспективности прогнозируемых территорий являются:

- размещение на направлениях миграции глубинных флюидов;
- наличие зон разуплотнения пород, признаки внутрипластовой разгрузки в осадочном чехле, установленных в ходе геофизических исследований и по данным бурения;
- прямые нефтегазопроявления и определенные гидрогеохимические показатели в скважинах;
- прямые поисковые гидрогеохимические показатели – углеводородные ореолы рассеяния в ландшафте;
- размещение участка в «стабильном блоке» – в поле отсутствия (или слабых) аномалий, оконтуренном проявлениями активной разгрузки флюидов с контрастными гидрогеохимическими аномалиями в ландшафте.

В целом, применяя рассмотренный подход к изучению перспектив нефтегазоносности ПЕС, нужно отметить следующее.

1. Существует тектонический контроль внешних границ и главных элементов внутренней структуры глубинными разломами.
2. Периферический пояс синеклизы выделяется «плотным» дизъюнктивным каркасом, который схематизирован главными разломными зонами.
3. Это усиливается проявлениями PZ₂-MZ палеовулканизма на северной и северо-восточной периферии синеклизы, что отражают поля эффузивов, рассеченных вертикальными интрузиями (дайковый комплекс) и большое количество вулканических аппаратов (трубок взрыва) [6].

4. Данные условия указывают на активную палеоразгрузку, сопровождавшуюся длительной гидротермальной проработкой разреза.

Имеющиеся материалы бурения, геофизических зондирований и полевого гидрогеохимического опробования свидетельствуют о процессах современной восходящей разгрузки. Это:

- гидродинамические зоны и очаги пьезомаксимумов с АВПД, наблюдаемые в пределах влияния структуроконтролирующих глубинных разломов (Ангарская зона складок, Ковинская, Фединская площади и др.);
- проявления скрытой разгрузки – рассолы в разрезе ордовика, вскрытые Фединской скважиной;
- субаквальная разгрузка минерализованных подземных вод, содержащих в повышенных концентрациях He , УВГ с тяжелыми гомологами, бензол, толуол, минеральные озера, нефтепроявления.

На основе анализа имеющегося материала предложены перспективные зоны для постановки поисковых работ в Присяяно-Енисейской синеклизе (рис. 1).

1. **«Нижнеангарская»** перспективная зона проходит вдоль северного борта синеклизы – по левобережью р. Ангара между Богучано-Манзинским выступом и Ангарской зоной складок. Прогнозируется она по комплексу критериев. Это

- приуроченность к глубинному периодически проницаемому разлому, который связан с коровым разломом, контролирующим южный борт Иркинеевского авлакогена;
- линеamentная зона разлома (с оперяющими дизъюнктивами, диафторированными разуплотненными породами) содержит унаследованные каналы восходящей миграции флюидов и углеводородов из глубокопогруженного очага генерации в Иркинеевском авлакогене. Следы палеоразгрузки фиксируются на поверхности цепочкой вулканических структур, вдоль Нижнеангарского разлома, дифференцированными интрузиями кузьмовского комплекса ($T_1 \text{ kz}$) в поле туфосодержащих верхнепалеозойских отложений;
- современная разгрузка представлена минерализованными водными источниками, которые содержат заметные концентрации растворенных ароматических углеводородов (бензол, толуол) и гомологов метана предельного ряда, что является прямым поисковым критерием нефтегазоносности. Подтверждением прогноза служит Абаканское газоконденсатное месторождение, которое расположено в центральной части перспективной зоны.

2. **«Фединско-Почетская»** перспективная зона прогнозируется вдоль юго-западного склона Чуно-Бирюсинского поднятия. Комплексная (гидродинамическая, гидрогеохимическая, геотермическая) аномалия приурочена к зоне разломов, контролирующей «клавишное» погружение блоков фундамента и связанных с ними сублинейных блоковых поднятий в кровле рифейского комплекса.

К показателям прогноза нефтегазоносности относятся:

- гидродинамическая обстановка АВПД в разрезе Почетской и Фединских скважин,
- признаки восходящей межпластовой разгрузки (приток концентрированных высокометаморфизованных рассолов (Cl-Ca-Mg состав, минерализация 475 г/л), водорастворенный газ с аномально высоким содержанием водорода (до 10% H₂), высокий прогрев пород в низах бельской свиты до 82 °С на глубине 3200 м против обычных температур 50–60 °С на этих глубинах в синеклизе);
- повышенные газопоказания разреза в верхах булайской свиты и верхах бельской свиты в Почетской скважине.

Также основанием положительного прогноза перспектив нефтегазоносности данной территории являются размещение в ее пределах известного месторождения минеральной лечебной биологически активной грязи (оз. Боровое), с предполагаемой глубинной минеральной подпиткой.

3. **«Чунская»** перспективная зона прогнозируется в отложениях терригенной части венда, в пределах сводовой части Чуно-Бирюсинского поднятия. Прогноз дается по комплексу геофизических и геохимических данных. Здесь локализованы две геохимические аномалии в ландшафте по метану и по сумме тяжелых предельных углеводородов. Отмечается пространственное совпадение этих перспективных газогеохимических аномалий с областью распространения эксплозивных и интрузивных проявлений Чунской линейной вулканической структуры – палеоочага флюидо-магматической разгрузки с проработанными «выводными» каналами.

4. **«Ковинская»** перспективная зона приурочена к восточному борту Мурской впадины – Западному склону Ковинской седловины, между Катской и Мурской впадинами.

Перспективы ее связаны: с благоприятным структурным положением на борту Мурской впадины – глубокой рифейской депрессии (где имеются все геодинамические

условия для формирования мощного очага генерации углеводородов); с примыканием к зоне активной флюидной палео- и современной восходящей разгрузки в полосе влияния Окино-Вихоревского глубинного разлома; с поверхностными проявлениями водорастворенных ароматических углеводородов (бензол/толуол) и тяжелых гомологов метана предельного ряда (что является прямым поисковым критерием нефтегазоносности).

Косвенным подтверждением положительного прогноза перспектив данной территории служит также расположенное в ее пределах крупное месторождение минеральной лечебной грязи (оз. Дешембинское). По микробиологическим и битуминологическим данным, биологически активные сапропелевые илы на дне озера содержат битумы, возможно связанные с его минеральной подпиткой.

5. **«Мурская»** перспективная зона оконтурена на юго-западном борту Мурской впадины. Прогноз основан, во-первых, на благоприятном структурном положении на борту глубокой рифейской депрессии (в основании которой существуют все геодинамические условия для формирования мощного очага генерации углеводородов); во-вторых, на возможном развитии вертикальных проводящих зон в разрезе, прогнозируемых по данным геофизического моделирования и геологическим показателям (наличию поля вулканических лапиллиевых туфов учамской свиты (T_1 уф) на поверхности и под юрским покровом).

6. **«Мироновская»** перспективная зона рекомендуется по косвенным показателям. Она ассоциируется с зоной палеоразгрузки в посттрапповый период (в районе Мироновской параметрической скважины находится вулcano-тектоническая структура – трубка взрыва). По геолого-геофизическим данным здесь наблюдается аномальная трещиноватость всего осадочного чехла, к зонам интенсивных тектонических нарушений приурочены каналы выхода траппов на дневную поверхность. С трубкой взрыва связано Октябрьское железорудное месторождение. При его разведке в керне колонковых скважин были зафиксированы нефтепроявления.

7. **«Седановская»** перспективная зона выделена на юго-восточном сочленении ПЕС с Братским выступом. Перспективная область находится в полосе влияния Окино-Вихоревского глубинного разлома, к востоку от главного разлома. Прогнозными показателями служат: 1) пьезомаксимум в венд-кембрийских горизонтах подсолевого комплекса в скважинах Братская 13, Кутурминская 154, Седановская 34, Ковинская 1; 2)

зоны повышенной проницаемости с возможным газонасыщением, выделенные по геофизическим данным; 3) наблюдаемые на поверхности проявления палеовулканической разгрузки; 4) поисковые гидрогеохимические аномалии в ландшафте.

8. **«Окинская»** перспективная зона оконтурена в пределах юго-восточного борта Присяно-Енисейской синеклизы и выхода на Ангара-Ленскую ступень (АЛС). Нефтегазопроисловый интерес определяют:

- зона выклинивания рифейских отложений от границы ПЕС до скважины Добчурская 159 на АЛС;
- связанный с этой зоной пьезомаксимум в резервуарах подсолевого комплекса;
- признаки восходящей межпластовой разгрузки (проявления в отложениях венда концентрированных хлоридных кальциевых рассолов с минерализацией до 400 г/л, высокие содержания – до 6% водорода и 0.8–1,1% гелия в водорастворенных газах);
- углеводородные газопроявления при бурении;
- в узле сочленения Верхнеангарского и Окино-Вихоревского разломов, а также вдоль Заярского глубинного разлома в придонных гидрогеохимических пробах акватории Окинского залива Братского моря обнаружены высокие концентрации бензола и толуола – прямые нефтегазопроисловые показатели.

9. **«Катская»** перспективная зона выделена на северо-востоке ПЕС, в полосе сочленения с Ангара-Ленской ступенью (переход к Катангской седловине и западному склону Непско-Ботубинской антеклизы; территория на западном плече Ангара-Вилуйского глубинного разлома, в поле развития вулканогенно-осадочных покровов наложенной Тунгусской синеклизы). Это зона прогнозируемого пьезомаксима в подсолевых комплексах осадочного чехла. Сверхгидростатические пластовые давления установлены в усть-кутском проницаемом горизонте по результатам испытания скважины № 261. Перспективная территория находится на краю обширной зоны палеоразгрузки (связанной с посттрапповым вулканизмом), с запада и юга она ограничена сериями трубок взрыва по оси Ангара-Вилуйского глубинного разлома.

10. **«Илимская»** перспективная зона выделена на Ангара-Ленской ступени вблизи восточной границы ПЕС, на участке территории в контуре Ярской – Илимской – Читорминской – Тубинской площадей. В структурном плане это

- западное крыло Литвинцевского вала между Илимско-Киренским и Заярским разломом;

– южная периклиналь Тубинского вала между Заярским, Тубинским и Илим-Киренским разломами;

– восточное крыло Литвинцевского вала между Заярским и Каймоновским глубинными разломами.

Прогноз основан на комплексе показателей, таких как:

– наличие пьезомаксимума в гидродинамическом поле разреза, установленного на всех уровнях подсолевого разреза в Ярской 289, Илимских и Тубинской 1 скважинах;

– газопроявления при бурении и притоки газа с конденсатом на Илимской площади, в парфеновском горизонте Касьяновской скважины;

– выпоты нефти и мальт в кернах из Читорминской 165 и Ялыкской 262 скважин (С₁ bl-bls-us), в трубках взрыва на Иреек-Касьяновской и Желдонской площадях;

– контрастные геохимические аномалии по пяти прямым поисковым критериям: газометрии промывочной жидкости глубоких скважин, гидрогеохимическому, водногазовому, лито-газгеохимическому показателям и битуминологии.

Поля совмещения современных пьезомаксимумов с участками развития субвертикальной проницаемости осадочного чехла, сосредоточения очагов палео- и современной флюидной разгрузки, с геохимическими аномалиями в ландшафте рекомендованы как перспективные зоны постановки геологоразведочных работ для обоснования поисковых участков.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Мигурский А.В.* Реконструкция полей напряжений в периоды траппового магматизма в фанерозое Сибирской платформы // Напряженно-деформированное состояние и сейсмичность литосферы: Тр. Всерос. совещ. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2003. С. 99–102.

2. *Феоктистов Г.Д.* Петрология и условия формирования трапповых силлов. Новосибирск: Наука, 1978. 168 с.

3. *Дюнин В.И.* Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. М.: Научный мир, 2000. 472 с.

4. *Ильченко В.П.* Гидрогеохимические показатели раздельного прогноза залежей газа, газоконденсата и нефти в Предкавказье // Геологические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Обзор / ВИЭМС. М., 1984. 40 с.

5. *Колодий В.В.* Подземные конденсационные и солюционные воды нефтяных и газовых месторождений. Киев: Наукова думка, 1975. 121 с.
6. *Сапронов Н.Л.* Древние вулканические структуры на юге Тунгусской синеклизы. Сибирская платформа. Новосибирск: Наука, 1986. 103 с.
7. *Сурнин А.И.* Гидрогеохимическая инверсия в разрезе Линденской впадины // Геология нефти и газа. 1986, № 2. С. 48–52.
8. *Харахинов В.В., Шленкин С.И.* Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. М.: Научный мир, 2011. 420 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

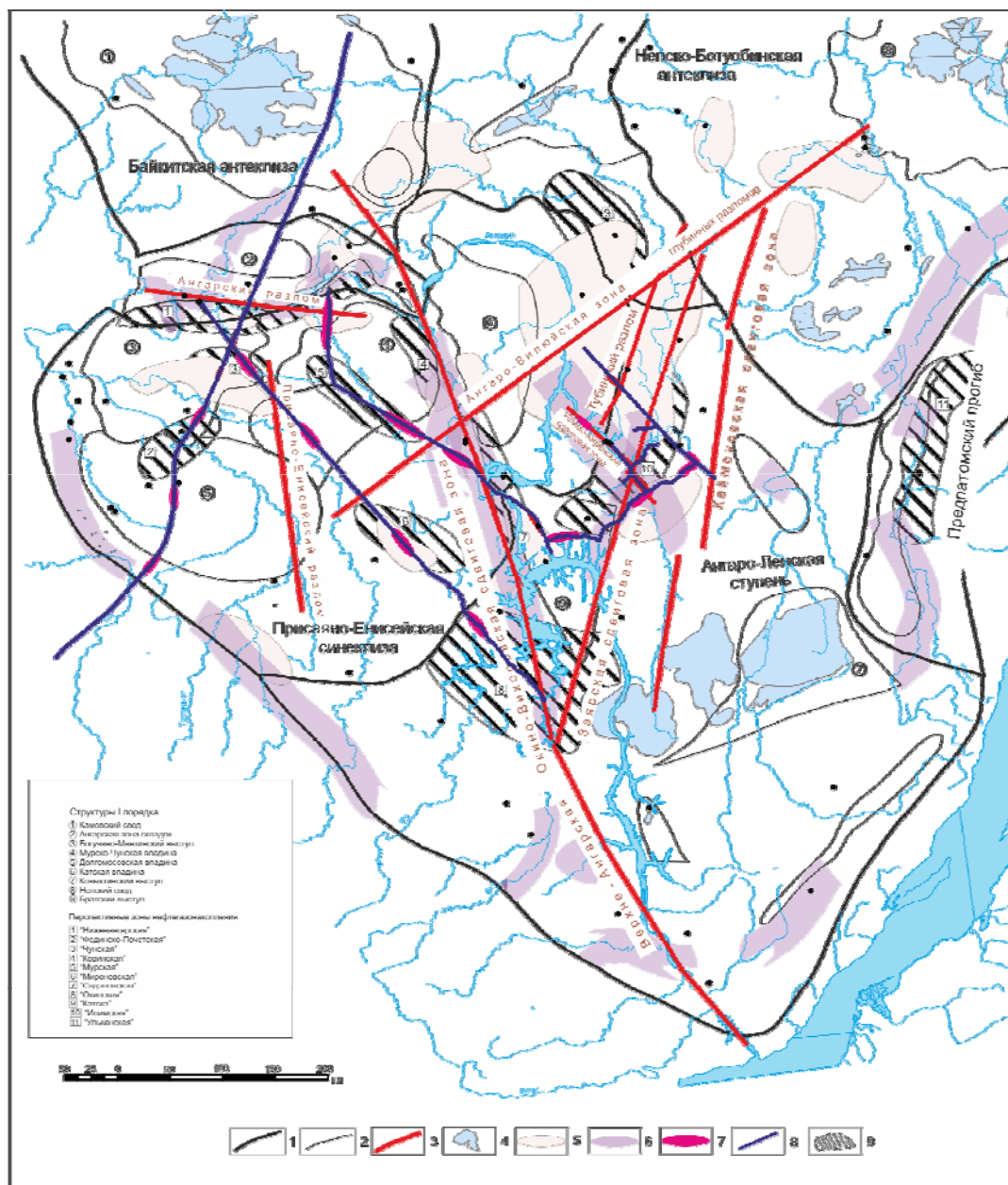


Рис. 1. Карта зонального прогноза по гидродинамическим критериям

Условные обозначения: 1 – границы нефтегазоносных областей (НГО), 2 – границы структур первого и второго порядка, 3 – зоны проводящих глубинных разломов и сдвиговых зон, 4 – месторождения углеводородов, 5 – контуры зон палеоразгрузки, 6 – контуры зон современной разгрузки на земной поверхности, 7 – зоны межпластовой разгрузки – субвертикальные проводящие зоны выделенные по геофизическим данным, данным бурения, испытания скважин и данным поверхностно газогидрогеохимического опробования, 8 – опорные геофизические маршруты, 9 – перспективные зоны нефтегазоаккумуляции